

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

RENÊ BETTEGA

INFLUÊNCIA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO DESEMPENHO
DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

CURITIBA

2020

RENÊ BETTEGA

INFLUÊNCIA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO DESEMPENHO
DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental.

Orientador: Dr. Marcelo Rodrigues Bessa

Coorientadora: Dra. Thelma Solange Piazza
Fernandes

CURITIBA

2020

CATALOGAÇÃO NA FONTE – SIBI/UFPR

B565i

Bettega, Renê

Influência das usinas hidrelétricas reversíveis no desempenho do sistema interligado brasileiro [recurso eletrônico]/ Renê Bettega. Curitiba, 2020.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, área de concentração Engenharia de Recursos Hídricos.

Orientador: Dr. Marcelo Rodrigues Bessa

Coorientadora: Dra. Thelma Solange Piazza

1. Usinas hidrelétricas. 2. Fontes energéticas renováveis. I. Bessa, Marcelo Rodrigues. II. Piazza, Thelma Solange. III. Título. IV. Universidade Federal do Paraná.

CDD 333.914

Bibliotecária: Vilma Machado CRB9/1563



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE
RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL - 40001016021P0

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da tese de Doutorado de **RENÉ BETTEGA** intitulada: **INFLUÊNCIA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO DESEMPENHO DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO**, sob orientação do Prof. Dr. **MARCELO RODRIGUES BESSA**, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua **APROVAÇÃO** no rito de defesa.

A outorga do título de doutor está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 26 de Junho de 2020.

Assinatura Eletrônica
30/06/2020 08:40:43.0
MARCELO RODRIGUES BESSA
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica
29/06/2020 11:02:02.0
THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
29/06/2020 18:41:02.0
MIRIAM RITA MORO MINE
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
01/07/2020 10:57:48.0
ELOY KAVISKI
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
30/06/2020 17:28:44.0
PATRICIA TEIXEIRA LEITE ASANO
Avaliador Externo (FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DO ABC)

Assinatura Eletrônica
29/06/2020 11:31:07.0
ODILON LUIS TORTELLI
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
29/06/2020 10:55:40.0
ALEXANDRE KOLODYNKIE GUETTER
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Centro Politécnico, Bloco V - CURITIBA - Paraná - Brasil
CEP 81531-990 - Tel: (41) 3361-3210 - E-mail: ppgerha@ufpr.br

Documento assinado eletronicamente de acordo com o disposto na legislação federal Decreto 8539 de 08 de outubro de 2015.

Gerado e autenticado pelo SIGA-UFPR, com a seguinte identificação única: 44245

Para autenticar este documento/assinatura, acesse <https://www.prppg.ufpr.br/siga/visitante/autenticacaoassinaturas.jsp> e insira o código 44245

RESUMO

Diversos sistemas elétricos da atualidade cogitam em fazer a transição das respectivas matrizes de geração de energia elétrica objetivando uma maior participação de fontes de energia renováveis, principalmente a partir do emprego de fontes eólica e solar. Esta estratégia também exige a introdução de medidas de armazenamento de energia nos respectivos sistemas, sendo as Usinas Hidrelétricas Reversíveis uma das opções consideradas. Neste contexto, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis fornecem serviços essenciais para garantia dos requisitos de qualidade dos sistemas elétricos, desempenhando assim um mecanismo de *hedge* operacional. O Brasil é um dos países que se destaca por apresentar uma matriz de geração de energia elétrica predominantemente renovável e com significativa capacidade de armazenamento de energia mediante reservatórios de usinas hidrelétricas instalados em diversas bacias hidrográficas. A expansão indicativa de seu parque gerador, no entanto, aponta para a crescente participação de fontes renováveis não controláveis e sem adição de capacidade de armazenamento de energia. Esta tendência serve de motivação para perspectivas sobre a implantação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no sistema brasileiro. O Brasil não possui experiência no emprego de Usinas Hidrelétricas Reversíveis e as características operacionais do sistema brasileiro são singulares, o que dificulta a simples comparação da questão com as soluções consideradas nos demais sistemas elétricos. Porém, apresenta condições favoráveis em seu território para a construção deste tipo de usina, configurando um potencial recurso natural estratégico para atender diversos atributos demandados pelo sistema elétrico. O presente estudo tem por objetivo ampliar as investigações em relação ao assunto, mapeando conjunturas sistêmicas em que as Usinas Hidrelétricas Reversíveis possam beneficiar o desempenho global do sistema brasileiro e, conseqüentemente, alimentar alternativas para o planejamento de sua infraestrutura. O problema é analisado sob a ótica da programação diária da operação do sistema, alocando de forma ótima o despacho das Usinas Hidrelétricas Reversíveis de acordo com determinadas circunstâncias sistêmicas previamente definidas. Para tanto, o sistema é modelado em um Fluxo de Potência Ótimo linear, considerando a influência da malha de transmissão na alocação dos recursos energéticos disponíveis e os custos marginais de operação das Usinas Hidrelétricas Reversíveis nulos. Os resultados mostram que, nas condições estudadas, o sistema brasileiro pode absorver uma elevada participação de geração de fontes renováveis não controláveis sem que haja a necessidade de se tomar medidas urgentes de armazenamento adicional. Adicionalmente, o emprego de Usinas Hidrelétricas Reversíveis pode oferecer sinergias no tocante ao escoamento dos recursos hidrelétricos do subsistema Norte, descongestionamento de fluxos na rede, geração renovável em cenários hidrológicos severos e políticas de expansão de termelétricas na base e de fontes renováveis com sazonalidade complementar à estação seca do regime hidrológico do sistema. O modelo proposto também consolida avanços no desenvolvimento de ferramentas para avaliação integrada de estudos energéticos e elétricos, com perspectivas positivas para o aprimoramento do planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Usina Hidrelétrica Reversível. Sistema Interligado Brasileiro. Planejamento da Operação. Fontes Renováveis.

ABSTRACT

Presently, several electrical systems are taking actions in order to make the transition from their matrices of electricity generation into renewable ones, mainly incorporating wind and solar sources. This strategy also requires the introduction of energy storage measures in the respective systems, such as the Pumped Hydro Storage Plants. In this context, the Pumped Hydro Storage Plants provide essential services to ensure electrical systems standard requirements, thus performing an operational hedge mechanism. Brazil is one of the countries that stands out for having a predominantly renewable electricity generation matrix and with significant energy storage capacity through hydroelectric plants reservoirs installed in several watersheds. The indicative expansion of its generating park, however, points to the growing participation of uncontrollable renewable sources and no addition of energy storage capacity, which is the reason why it awakens perspectives on the implantation of Pumped Hydro Storage Plants in the Brazilian system. Brazil has no experience in the use of Pumped Hydro Storage Plants and the operational characteristics of the Brazilian system are unique, which makes it difficult to compare the issue with the solutions considered in other electrical systems. However, it has potential in its territory for the construction of this type of plant, representing a strategic natural resource to meet several electrical systems attributes. The present study aims to expand the investigations in relation to the subject, comprehensively mapping systemic conjunctures in which the Pumped Hydro Storage Plants can benefit the global performance of the Brazilian system and, consequently, offering alternatives for its infrastructure planning. The problem is analyzed from a daily schedule system operation perspective, allocating optimally the Pumped Hydro Storage Plants dispatch according to certain previously defined system circumstances. Therefore, the system is modeled on a linear Optimal Power Flow, considering the influence of the transmission grid on the allocation of available energy resources and Pumped Hydro Storage Plants marginal operation costs as null. The results showed that the current operational flexibility of the Brazilian system can absorb a high share of generation from uncontrollable renewable sources without urgent measures for additional storage. Additionally, the use of Pumped Hydro Storage Plants can offer synergies in terms of the North subsystem hydroelectric energy flow, transmission grid flows decongestion, renewable generation in severe hydrological scenarios and expansion policies regarding base thermoelectric plants and seasonality complementary renewable sources to the season drought of the system hydrological regime. The proposed model also consolidates advances in the tools development for the integrated assessment of energy and electrical studies, with positive prospects for improving the operation planning of the Brazilian electrical system.

Keywords: Pumped Hydro Storage. Brazilian Interconnected System. Operation Planning. Renewable Sources.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	8
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1 CONCEPÇÃO DE PROJETO DE UHRs	15
2.2 CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DE UHRs	21
2.3 APLICAÇÕES DE UHRs EM SISTEMAS ELÉTRICOS.....	26
2.4 MODELAGEM DE UHRs EM SISTEMAS ELÉTRICOS	33
2.5 CARACTERÍSTICAS DO SIN	35
2.6 O SIN E AS UHRs	42
3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	47
3.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO LINEAR.....	48
4 MODELOS DE ANÁLISE.....	56
4.1 MODELO 33 BARRAS.....	56
4.2 MODELO LYNX.....	58
5 ESTUDOS DE CASO	63
5.1 ESTUDO COM O MODELO 33 BARRAS.....	64
5.1.1 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	69
5.2 ESTUDO COM O MODELO LYNX.....	76
5.2.1 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	84
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	109
REFERÊNCIAS	113
APÊNDICE 1 – DADOS DO ESTUDO DE CASO COM O MODELO 33 BARRAS	127
APÊNDICE 2 – DADOS DO ESTUDO DE CASO COM O MODELO LYNX.....	131

1 INTRODUÇÃO

Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) são empreendimentos operados tanto para o armazenamento de energia potencial quanto para a geração de energia elétrica. Em sua concepção básica caracteriza-se principalmente por apresentar dois reservatórios situados em níveis distintos e casa de força com turbinas e bombas hidráulicas entre os dois reservatórios.

Em função dos requisitos do sistema ao qual pertence, a água acumulada no reservatório situado no nível mais elevado é transferida por gravidade ao reservatório situado no nível inferior, fornecendo energia elétrica ao sistema. Sob outras condições, essa operação se inverte por meio do bombeamento de água utilizando a energia elétrica disponível no sistema.

Os primeiros registros do armazenamento de energia por meio de UHRs remetem ao ano de 1882, em Zurique, Suíça, onde uma instalação hidráulica conectava um rio a um lago a partir de uma pequena estação de bombeamento. Em Luino, Itália, 1894, um esquema pioneiro utilizava bomba centrífuga para armazenar água em um reservatório a 64 m de altura e, assim, movimentar um moinho de milho (BROWN, 1958).

O reservatório de *Brunnenmühle*, construído em 1908 no topo de uma colina próxima ao centro de pesquisa da empresa Voith e existente até hoje, representa um marco histórico quanto à utilização de UHRs na Alemanha (HYPOWER, 2014 p.30-31). Com um desnível de 100 m, o reservatório foi concebido para fornecer energia elétrica e água sob pressão ao laboratório de turbinas hidráulicas durante o dia. Durante a noite era alimentado com água de poço aproveitando as tarifas de energia elétrica mais baratas para operação das bombas – premissa que se tornaria clássica na concepção das tecnologias de armazenamento de energia elétrica.

Do ponto de vista técnico, um dos principais desafios dos sistemas elétricos é manter o equilíbrio operacional entre carga e geração, respeitando os requisitos de qualidade de fornecimento de energia. Para tanto, é necessário contar com o auxílio de tecnologias ou mecanismos que confirmem ao operador controle e flexibilidade do sistema, possibilitando atender diversos serviços essenciais como seguimento de

carga, regulação de frequência, inserção de geração de fontes não controláveis, entre outros. Tais tecnologias ou mecanismos constituem o *hedge* operacional do sistema elétrico. Neste contexto, o desenvolvimento tecnológico da indústria voltada ao segmento de UHRs proporcionou soluções com atributos suficientes para desempenhar o papel de *hedge* operacional aos sistemas elétricos.

Tendo alcançado o ápice de implantação nos sistemas elétricos da Europa, Estados Unidos e Japão entre as décadas de 1960 a 1980, observou-se a perspectiva da retomada de um novo ciclo de expansão de UHRs a partir dos anos 2000 impulsionada pelas metas de diversos países em tornar suas matrizes de geração de energia elétrica renováveis.

As fontes eólica e solar devem liderar esse processo globalmente, e espera-se que sobreponham as demais tecnologias renováveis como a energia de marés, geotérmica ou hidráulica. Assim, face à dependência das condições atmosféricas na produção das usinas eólicas e fotovoltaicas, são consideradas Fontes Renováveis Variáveis (FRVs).

Sendo a geração das FRVs de caráter aleatório, os sistemas elétricos ficariam sujeitos a um limitado controle sobre a sua produção. Um marco do processo de transformação almejado é verificado na Ilha El Hierro, na qual o fornecimento de energia elétrica ao sistema local é garantido pela operação coordenada entre um parque eólico e uma UHR (CENTENO et al., 2012; GODINA et al., 2015).

O Brasil contabiliza atualmente três UHRs no Sistema Interligado Nacional (SIN), as quais operam somente como estações de bombeamento para a transposição de águas entre bacias hidrográficas vizinhas. Assim, pode-se dizer que o Brasil não tem experiência no emprego de UHRs em sua essência.

A perspectiva do emprego de UHRs no país também começou a ganhar destaque a partir dos planos de expansão do parque gerador lastreados em FRVs, tais como usinas hidrelétricas a fio d'água, eólicas e fotovoltaicas. No entanto, o problema para inserção de UHRs no SIN apresenta contornos diferentes em relação aos enfrentados por sistemas de demais países.

Em primeiro plano, o SIN é singular perante qualquer outro sistema elétrico, sendo um sistema predominantemente renovável, dominado por fontes hidrelétricas,

contando com reservatórios de regularização plurianual e uma malha de transmissão que permite a transferência de energia entre as regiões produtoras e consumidoras. Tais características conferem elevada flexibilidade operativa ao sistema, principalmente em se tratando de requisitos de curto prazo. .

O segundo aspecto se refere à influência que os regimes hidrológicos das principais bacias hidrográficas exercem no padrão de operação do SIN. Neste contexto, condições hidrológicas favoráveis podem dar origem a vertimentos turbináveis¹ nas hidrelétricas na estação úmida, concentrada entre os meses de dezembro a maio de cada ano. Na estação seca, vertimentos turbináveis nas hidrelétricas tendem a ser mais escassos e, conseqüentemente, excedentes de energia elétrica estarão atrelados à geração em excesso de outras fontes.

Os estudos envolvendo UHRs no SIN condicionam o seu emprego à disponibilidade de excedentes elétricos, sejam de origem hidráulica ou de FRVs. O aspecto favorável desta abordagem é a de que o *hedge* operacional ofertado pelas UHRs não implica no aumento dos custos de operação sob a ótica do sistema. Adicionalmente, apesar de identificarem aspectos promissores para a implantação de UHRs no SIN, as análises limitam-se a propósitos específicos e a sistemas de menores proporções.

Na perspectiva do presente trabalho, espera-se que as sobras de energia elétrica sejam concentradas na estação úmida do SIN, decorrentes dos vertimentos turbináveis das hidrelétricas. Na estação seca, dada a flexibilidade operativa do SIN, assume-se a hipótese de que estas sobras dependam da conjugação de elevadas participações de FRVs com cenários nos quais as usinas despacháveis estejam operando próximas aos limites de geração mínima ou mediante gargalos de transmissão.

Levando-se em conta a tendência dos reservatórios de UHRs serem projetados com capacidade de regularização diária, o acionamento das UHRs com base em excedentes elétricos ao longo da estação seca do SIN dependeria de cenários muito particulares. Por outro lado, na estação úmida, os serviços ofertados

¹ Os vertimentos turbináveis representam os excedentes das usinas hidrelétricas, ou seja, a vazão ainda possível de ser aproveitada para gerar energia elétrica, mas que é vertida por razões sistêmicas.

pelas UHRs nos cenários com vertimentos turbináveis também poderiam ser disponibilizados pelas hidrelétricas convencionais.

Logo, o presente trabalho adotou como hipótese o suprimento por parte das UHRs de um amplo espectro de serviços de flexibilidade operativa de curto prazo requisitados pelo SIN, não se limitando a um atributo ou condição sistêmica específicos. O principal diferencial em relação às publicações sobre o tema reside na abrangência da pesquisa, contemplando a representação do SIN e expandindo as análises a uma diversidade de cenários hidrológicos não contemplados nas investigações envolvendo UHRs no SIN.

Para tanto, assume-se que o custo de aquisição da energia necessária ao acionamento das UHRs é considerado sempre nulo, equiparando as UHRs a recursos renováveis e estratégicos de curto prazo colocados à disposição do sistema. Os impactos da operação das UHRs perante o sistema são mensurados comparando-se com os resultados obtidos pela sua retirada da configuração.

Adicionalmente, o Brasil conta com um significativo potencial inventariado de UHRs o qual, mediante a hipótese de conciliação dos projetos aos critérios socioeconômicos vigentes, representa um recurso natural que não deve ser descartado.

A presente pesquisa tem como objetivo geral, portanto, avaliar a resposta do SIN frente ao despacho de UHRs para diferentes conjunturas sistêmicas, mapeando sinergias que possam agregar valor ao desempenho global do sistema. Como objetivos específicos da pesquisa foram elencados os seguintes aspectos:

- a) Contextualizar o estado da arte do emprego de UHRs em sistemas elétricos;
- b) Propor um método computacional para análise de tecnologias de armazenamento de energia elétrica no SIN que integrem questões energéticas e elétricas;
- c) Obter subsídios técnicos e econômicos referentes ao emprego de UHRs no SIN;
- d) Estimular o desenvolvimento de estudos de UHRs no Brasil;
- e) Obter avanços metodológicos passíveis de incorporação no planejamento da operação e expansão do setor elétrico brasileiro.

A pesquisa foi estruturada adotando-se os seguintes procedimentos metodológicos: Revisão Bibliográfica, Formulação do Problema, Modelagem do Problema, Simulação do Problema e Comunicação da Pesquisa. A Revisão Bibliográfica dedicou-se à consulta da literatura nacional e internacional com o objetivo de compreender o papel desempenhado por UHRs em sistemas elétricos, bem como perspectivas e obstáculos para o seu emprego. Da mesma forma, procurou-se coletar informações de cunho técnico relacionadas ao estado da arte, parâmetros de projeto e critérios de operação de UHRs.

Por fim, averiguaram-se abordagens aplicadas em problemas relacionados ao tema e lacunas possíveis de serem exploradas no desenvolvimento do presente estudo. Os resultados desta etapa foram utilizados como base para estabelecer as hipóteses do trabalho e são sintetizados no Capítulo 2.

A Formulação do Problema compreendeu o equacionamento das hipóteses adotadas em modelos matemáticos utilizados em ambientes de operação centralizada. Esta etapa do trabalho envolveu o desenvolvimento preliminar de modelos simplificados visando implementar e testar os padrões operacionais característicos das UHRs.

Também foram realizados estudos envolvendo algoritmos aplicados em modelos energéticos e de Fluxo de Potência Ótimo, definição de condições de contorno e noções sobre o Método Primal-Dual dos Pontos Interiores. Os resultados desta etapa são sintetizados no Capítulo 3.

As atividades da etapa Modelagem do Problema voltaram-se a estudos das características funcionais dos modelos matemáticos aplicados na pesquisa (Modelo 33 Barras e Modelo LYNX) para diferentes horizontes de estudo e sistemas elétricos. Os estudos desta fase permitiram a inserção da formulação proposta nos algoritmos dos modelos selecionados, a adaptação de rotinas computacionais e a identificação de restrições operacionais impactantes na elaboração de estudos de casos. Também abrangeu a construção de interfaces de entrada e saída dos novos parâmetros adicionados ao problema e testes de funcionalidade das implementações realizadas. Os resultados desta etapa são sintetizados no Capítulo 4.

A Simulação do Problema compreendeu a elaboração de estudos de casos em função do escopo das investigações almejadas, bem como a compilação, análise

e discussão dos resultados obtidos a partir do emprego dos modelos matemáticos selecionados. O dimensionamento dos estudos de casos também levou em conta o porte dos sistemas e as limitações dos recursos computacionais disponíveis.

O estudo de caso com o Modelo 33 Barras abrangeu a simulação de um total de 48 cenários operativos do subsistema Sul. O estudo de caso com o Modelo LYNX abrangeu a simulação de um total de 1740 cenários operativos do SIN. Os trabalhos desta etapa também envolveram a obtenção de resultados exógenos aos modelos principais para fins de alimentação de dados e confrontação de resultados. Os resultados desta etapa são sintetizados no Capítulo 5.

Por fim, a última fase do trabalho compreendeu a Comunicação da Pesquisa, com o objetivo de registro dos aspectos relevantes identificados ao longo do período de estudos, conclusões e recomendações de aprimoramentos futuros frente aos resultados alcançados, apresentados no Capítulo 6.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Um dos principais pilares da operação dos sistemas elétricos está baseada no constante equilíbrio entre a oferta e consumo, ou seja, a energia elétrica injetada no sistema pelas fontes geradoras deve, a qualquer tempo, igualar a energia elétrica demandada pelas fontes de consumo do sistema. Para alcançar este objetivo, impõe-se um desafio aos operadores e planejadores dos sistemas elétricos para administrar com eficiência técnica e econômica os recursos disponíveis em diferentes horizontes de tempo.

A variação do consumo de energia elétrica de um sistema se deve a fatores tais como composição do mercado, economia, clima, hábitos dos consumidores, eventos especiais, entre outros. Do ponto de vista do consumo, a gestão entre carga e produção é realizada por meio da sinalização econômica dos períodos mais favoráveis para aumento ou redução da carga a determinadas categorias de consumidores.

Do ponto de vista da produção, este gerenciamento depende das características das usinas que formam a matriz de geração do sistema. As flutuações do consumo são satisfeitas por unidades geradoras com vocação para responder aos ajustes da produção necessários, conferindo ao operador do sistema elétrico flexibilidade para o gerenciamento da carga e manutenção da estabilidade elétrica da rede.

Usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação, usinas termelétricas a gás, usinas de biomassa e usinas geotérmicas são exemplos de fontes primárias que entregam flexibilidade operativa ao sistema. Hidrelétricas a fio d'água², termelétricas a carvão e nuclear são exemplos de usinas com vocação para produzir um nível constante de geração sendo, portanto, melhor aproveitadas para o suprimento de uma carga de base.

A inclusão de usinas com flexibilidade operativa, entretanto, depende da disponibilidade dos recursos naturais locais ou importação de combustíveis. Uma

² Neste caso, quando não há regularização do fluxo de água proporcionada por reservatórios de acumulação a montante da usina.

alternativa técnica é armazenar energia elétrica, para posterior utilização conforme a oscilação da carga. Este princípio de armazenamento de energia elétrica envolve a sua conversão em outra forma de energia para posterior reconversão em energia elétrica.

Uma consagrada tecnologia de armazenamento a partir deste princípio é por meio do bombeamento de água a um reservatório em um nível elevado, utilizando a energia potencial da água então armazenada para produzir energia elétrica. Ao arranjo combinando-se as instalações de bombeamento de água com a geração hidrelétrica denominamos Usina Hidrelétrica Reversível (UHR)³.

2.1 CONCEPÇÃO DE PROJETO DE UHRs

A concepção tradicional de uma UHR baseia-se na construção de dois reservatórios posicionados em diferentes elevações e horizontalmente próximos entre si, sendo que ao menos um deles é abastecido por uma fonte natural de recurso hídrico. Os reservatórios são interligados por um circuito hidráulico, intercalando-se ao longo deste uma casa de máquinas.

A acomodação do circuito hidráulico, casa de força e demais estruturas abrangem soluções tradicionais de engenharia em que as mesmas resultam aparentes ou subterrâneas. Conjuntos de “turbina - bomba hidráulica - gerador/motor” representam os principais equipamentos instalados na casa de força. Uma subestação equipada com transformadores de tensão para a conexão ao sistema elétrico completa o projeto.

Do ponto de vista da produção de energia, a UHR nada mais é do que uma usina hidrelétrica convencional, podendo ser considerada, portanto, uma tecnologia consolidada, renovável e de baixo custo operacional. A presença de bombas hidráulicas ou turbinas reversíveis utilizadas para a operação de bombeamento

³ São encontradas diversas denominações na literatura para esta tecnologia, tais como Armazenamento Hidrelétrico Bombeado, Hidrelétrica de Armazenamento de Bombeamento e Armazenamento de Energia Hidráulica de Bombeamento. O termo Reversível geralmente empresta o nome à tecnologia pelo fato das turbinas reversíveis serem amplamente adotadas nos projetos e empreendimentos atualmente em operação.

representa a principal novidade na configuração eletromecânica em relação ao projeto de uma usina hidrelétrica convencional. Alguns aspectos a notabilizam de uma hidrelétrica convencional, tais como a concepção dos arranjos, os critérios de operação e as funções desempenhadas perante o sistema elétrico.

Arranjos em que a disponibilidade de vazão natural no local de sua instalação é necessária apenas para enchimento inicial e recuperação de perdas por evaporação e infiltração dos reservatórios são denominados “circuito fechado” ou “bombeamento puro”. Projetos acomodados em leitos de rios em que a afluência natural aos reservatórios exerce influência no dimensionamento e operação do arranjo são denominados “circuito aberto” ou “sistema misto”. No Quadro 2.1 sintetiza-se os arranjos usuais de projetos de UHRs.

QUADRO 2.1 – ARRANJOS USUAIS EM PROJETOS DE UHRs

Arranjo	Concepção
1	A partir da infraestrutura de dois reservatórios existentes, naturais ou artificiais, promove-se a interligação de ambos por meio de um circuito de adução (canal, condutos forçados ou túneis), incorporando-se ainda as demais estruturas necessárias para formação da UHR.
2	A partir de um lago ou reservatório existente, identifica-se um local próximo e favorável à adição de um reservatório artificial, circuito de adução e demais estruturas para a formação da UHR
3	Identificação de local cuja topografia favorece a acomodação de barramentos para formação de dois reservatórios artificiais próximos entre si e demais estruturas necessárias para formação da UHR.
4	Utilização do oceano para compor ao menos um dos reservatórios da UHR (inferior, superior ou ambos).
5	Aproveitamento de um sistema de múltiplos reservatórios servindo concomitantemente usinas hidrelétricas convencionais e UHRs.
6	O reservatório inferior é essencialmente constituído por um rio que apresenta vazão suficiente para suprir as necessidades da UHR.
7	Emprego de minas e pedreiras abandonadas ou cavernas para a formação de reservatórios necessários ao arranjo.

FONTE: Gimeno-Gutiérrez e Lacal-Aránzategui (2015)

As configurações da UHR Turlough Hill e da UHR Revin, ilustradas na Figura 2.1, exemplificam os arranjos 2 e 3 descritos no Quadro 2.1, respectivamente.

O reservatório inferior da UHR Turlough Hill é formado por um lago natural e os reservatórios da UHR Revin são artificiais. Em ambos os casos as demais estruturas são subterrâneas e não há afluência ao reservatório superior além daquela proporcionada pelo volume de água bombeado, de tal forma que as usinas operam estritamente na concepção de “circuito fechado”.

FIGURA 2.1 – VISTA DAS UHRs TURLOUGH HILL (à esquerda) E REVIN (à direita)



FONTE: ESB (2017, à esquerda) e Rogeaux (2014, à direita)

A UHR Okinawa⁴ representa o marco pioneiro da utilização do oceano como reservatório inferior (arranjo 4 do Quadro 2.1), aproveitando a topografia da região costeira do Japão (FUJIHARA, IMANO e OSHIMA, 1998). Concepções com o reservatório inferior formado por um rio (arranjo 6 do Quadro 2.1) são observadas em projetos como as UHRs Ranna e Koralpe, na Áustria, Letten, na Suécia e Herdecke, na Alemanha.

Os arranjos das UHRs Okinawa e Herdecke são ilustrados na Figura 2.2. O volume do reservatório inferior, nesses casos, é considerado infinito e a capacidade de armazenamento da usina é limitada pelas dimensões do reservatório superior.

O compartilhamento de reservatórios (arranjo 5 do Quadro 2.1) também se apresenta como uma solução observada em projetos em operação. A UHR Linberg II, na Áustria, compartilha os reservatórios superior e inferior com a UHR Linberg I (KUENZ, 2016). As UHRs Coe-Trois-Ponts I e II, na Bélgica, e as UHRs Chiotas e Rovinas, na Itália, contam com um único reservatório inferior e reservatórios

⁴ A UHR Okinawa entrou em operação em 1992 e foi desativada em 2016 (DOE, 2020).

superiores independentes, ao passo que as UHRs Chaira e Belmeken, na Bulgária, compartilham o mesmo reservatório superior mas apresentam reservatórios inferiores distintos (GETH et al., 2015).

FIGURA 2.2 – VISTA DAS UHRs HERDECKE (à esquerda) E OKINAWA (à direita)



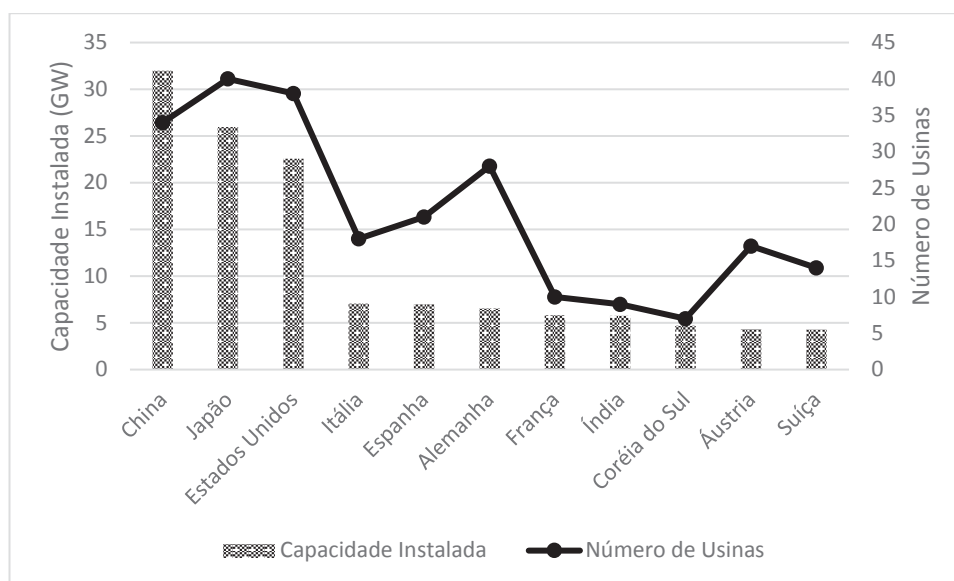
FONTE: DOE (2017, à esquerda); Fujihara, Imano e Oshima (1998, à direita)

A UHR Saurdal, na Noruega, representa um exemplo de um sistema hidraulicamente interconectado formado por 14 reservatórios, 2 usinas hidrelétricas convencionais, 2 UHRs e 2 estações de bombeamento (STATKRAFT, 2016). O complexo Schluchsee, na Alemanha, composto pelas UHRs Hausern, Witznau e Waldshut (BROWN, 1958), e as UHRs Ipostesti, Draganesti, Frunzarii, Rusanesti e Izbiceni, na Romênia (GETH et al., 2015), são exemplos de arranjos em cascata, cuja operação combinada propicia um aumento do potencial hidráulico das respectivas bacias hidrográficas.

Dados recentes mostram que a capacidade instalada em operação de UHRs atinge 184,7 GW, distribuídos em 325 usinas espalhadas pelo mundo, representando 97% da capacidade mundial de armazenamento de energia elétrica (DOE, 2020)⁵. China, Japão e Estados Unidos são os países com maior concentração destas usinas, conforme ilustrado na Figura 2.3.

⁵ A parcela restante é constituída por tecnologias como armazenamento de energia por ar comprimido (CAES), baterias, roda volante (*flywheel*), supercondutores magnéticos, capacitores eletroquímicos e células de combustível (hidrogênio), cada qual com características peculiares e diferentes estágios de desenvolvimento (GALLO et al., 2016; REHMAN, AL-HADHRAMI e ALAM, 2015; CANALES, BELUCO e MENDES, 2015a; PARFOMAK, 2012; EPRI, 2010; DELL e RAND, 2001).

FIGURA 2.3 – PAÍSES COM MAIOR CONCENTRAÇÃO DE UHRs



FONTE: DOE (2017)

A avaliação do investimento para implantação de uma UHR envolve um processo relativamente bem consolidado ao mensurar os diversos componentes de um projeto específico. Uma coletânea de dados aponta que os custos unitários para implantação de UHRs variam entre 500 US\$/kW a 2500 US\$/kW. (EPRI, 2010; CONNOLLY, 2010; PARFOMAK, 2012; CANALES, BELUCO e MENDES, 2015a; NHA, 2015; ZUCULIN et al., 2014; SIVAKUMAR, DAS e PADHY, 2014; GALLO et al., 2016).

Porém, valores de investimentos disponíveis na literatura devem ser tratados com cautela, pois os orçamentos não são padronizados e envolvem particularidades de cada caso. A tendência é que usinas de maior porte ou que aproveitem reservatórios existentes resultem em menores custos unitários devido a ganhos de escala. Uma referência típica visando um arranjo econômico é limitar a relação entre o comprimento do circuito hidráulico e a queda a um valor igual a 10 (REHMAN, AL-HADHRAMI e ALAM, 2015; LU et al., 2018).

Apesar de se manter como a principal alternativa para armazenamento de energia em grande escala, a opção pelas UHRs depende da disponibilidade de locais para a construção de arranjos. A seleção de locais para a implantação de UHRs demanda condições naturais que favoreçam formação de queda, reservatórios e

suporte das estruturas civis, além do atendimento a requisitos ambientais e socioeconômicos.

O emprego de UHRs na Europa e Estados Unidos tende a ceder espaço para outras tecnologias de armazenamento de energia devido ao limitado potencial remanescente e ao fator localização geográfica (BLANCO e FAAIJ, 2018). Adaptações na infraestrutura existente a partir de usinas hidrelétricas convencionais e reservatórios para outros usos (EUROPEAN COMMISSION, 2012; KUCUKALI, 2014; GIMENO-GUTIÉRREZ e LACAL-ARÁNTGUI, 2015) ou a seleção de locais topograficamente favoráveis para arranjos em “circuito fechado” (LU et al., 2018) são consideradas alternativas para a expansão de UHRs sem adicionar grandes interferências ao meio ambiente.

Projetos alternativos derivados das soluções convencionais têm sido propostos em regiões que não apresentam vocação para implantação de reservatórios. Na UHR Gaildorf, na Alemanha, o reservatório superior é formado por pequenos reservatórios construídos nas bases das torres que sustentam quatro turbinas eólicas que integram o projeto (NATURSPEICHER, 2017). Outro exemplo colocado em prática é o aproveitamento da cratera de um vulcão extinto como reservatório superior da UHR instalada no sistema isolado da Ilha El Hierro (CENTENO et al., 2012; GODINA et al., 2015).

Inspirados na UHR Okinawa (FUJIHARA, IMANO e OSHIMA, 1998), há vários projetos que propõem o aproveitamento do oceano para formação de reservatórios (OÜ-ENERGIASALV e AF-ESTIVO, 2010; ORGANIC POWER LTD, 2011; RAMOS et al., 2014; ZAID, 2014; GETH et al., 2015; VALHALLA, 2017; SLOCUM et al., 2016).

A instalação de reservatórios a partir das escavações resultantes da exploração de minas (MADLENER e SPECHT, 2013; LU et al., 2018) e pedreiras abandonadas (CHARLTON e HAAG, 2012) também são possíveis alternativas para a implantação de UHRs (arranjo 7 do Quadro 2.1), minimizando impactos ambientais e trabalhos civis.

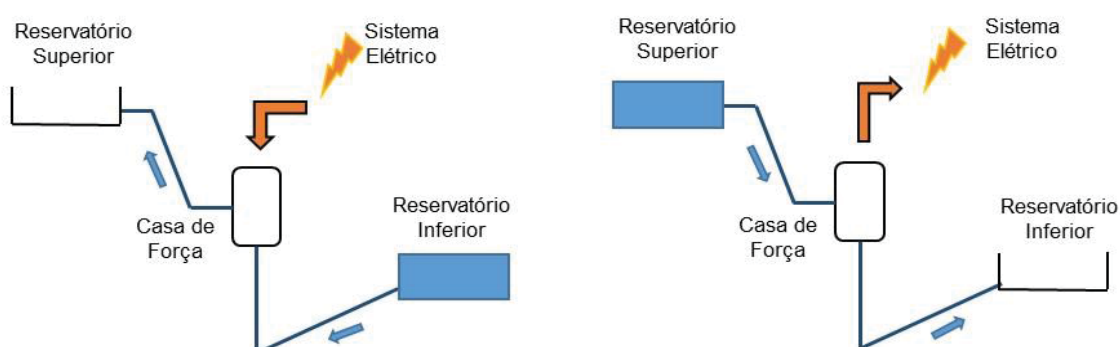
Soluções mais ousadas são propostas por Gibescu et al. (2008), Paludan (2009), Popp (2010) e Dey (2018), nas quais o desnível e reservatórios resultam da construção de diques dispostos na forma de um anel. Agrawal et al. (2001), citado por Gallo et al. (2016), propõem um arranjo totalmente subterrâneo contendo um único

reservatório cuja geometria possibilita a movimentação de um pistão em seu interior. A vantagem oferecida por tais propostas seria a dispensa das exigências naturais locais requeridas pelos projetos tradicionais, eliminando barreiras físicas para o emprego de UHRs.

2.2 CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DE UHRs

A operação das UHRs consiste em ciclos de bombeamento de água, ou modo bomba, e produção de energia elétrica, ou modo turbina, ocorrendo em cada ciclo a transferência da água de um reservatório para outro, conforme ilustrado na Figura 2.4.

FIGURA 2.4 – REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE UMA UHR: MODO BOMBA (à esquerda); MODO TURBINA (à direita).



FONTE: O Autor (2018)

No modo bomba, energia elétrica do sistema no qual a UHR está conectada é consumida pelos conjuntos motor-bomba para elevar a água do reservatório inferior ao superior. Neste processo, a energia elétrica é transformada em energia mecânica para acionamento das bombas e, posteriormente, em energia potencial armazenada no reservatório superior. A energia elétrica consumida do sistema é dada por:

$$E_b = \frac{0,00981 Q_b H}{\eta_b \eta_{cb}} \Delta t_b \quad (2.1)$$

onde E_b é a energia elétrica consumida do sistema (MWh); Q_b é a vazão bombeada (m^3/s); H é o desnível entre os reservatórios (m); η_b é a eficiência do conjunto motor-

bomba; η_{cb} é a eficiência do circuito hidráulico no modo bomba; Δt_b é o tempo de duração do modo bomba (h).

No modo turbina, a água reservada no reservatório superior é liberada pelo circuito hidráulico, acionando os conjuntos turbina-gerador e disponibilizando energia elétrica ao sistema elétrico. Desta feita, ocorre o processo de transformação de energia potencial em energia mecânica e, finalmente, em energia elétrica. Portanto, a UHR possibilita o armazenamento de energia elétrica na forma de energia potencial para posterior reconversão em energia elétrica. A energia elétrica disponibilizada ao sistema é dada por:

$$E_t = 0,00981 Q_t H \eta_{ct} \eta_t \Delta t_t \quad (2.2)$$

onde E_t é a energia elétrica fornecida ao sistema (MWh); Q_t é a vazão turbinada, (m^3/s); H é o desnível entre os reservatórios (m); η_{ct} é a eficiência do circuito hidráulico no modo turbina; η_t é a eficiência do conjunto turbina-gerador; Δt_t é o tempo de duração do modo turbina, (h).

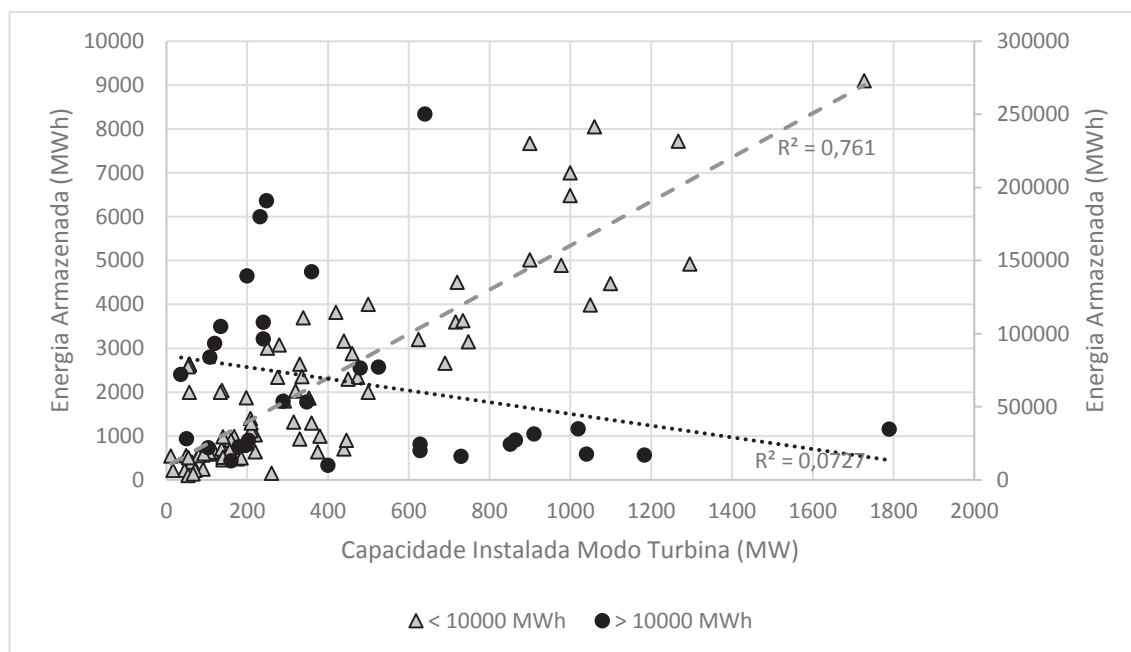
Um ciclo operacional completo compreende, a partir do volume útil do reservatório inferior cheio, o período entre o seu esvaziamento e reenchimento totais consecutivos. O dimensionamento dos principais parâmetros físicos das UHRs (capacidades dos reservatórios, turbinas e bombas) está atrelado ao tempo de duração dos ciclos operacionais definidos para cada projeto. A relação entre a energia armazenada e capacidade instalada no modo turbina de UHRs em operação na Europa, apresentado na Figura 2.5, pode ser utilizada como um indicativo da concepção dos projetos.

As informações constantes na Figura 2.5 indicam as seguintes tendências:

- a) as UHRs possibilitam o armazenamento de energia elétrica e tempo de produção à plena potência em grande escala;
- b) para capacidades de armazenamento até 10.000 MWh, observa-se uma relação aproximadamente proporcional com a capacidade instalada no modo turbina. O tempo necessário para exaurir a energia armazenada é da ordem de 5 horas, indicando ciclos operacionais completos diários;

- c) para capacidades de armazenamento superiores a 10.000 MWh, há uma grande dispersão em relação à capacidade instalada no modo turbina, indicando uma diversidade de critérios de projeto e ciclos operacionais completos de maior duração.

FIGURA 2.5 – ENERGIA ARMAZENADA E CAPACIDADE INSTALADA NO MODO TURBINA



FONTE: Adaptado de Gimeno-Gutiérrez; Lacal-Arántegui (2015); Geth et al. (2015)

Projetos com ciclos operacionais completos semanais apresentam tempos de duração no modo turbina da ordem de 20 a 30 horas (ROGEAUX, 2014). Ciclos operacionais que superam os ciclos semanais, sazonais por exemplo, são encontrados em projetos com objetivos múltiplos onde o armazenamento de energia por bombeamento de água normalmente não representa o principal propósito (EURELECTRIC, 2010). Gimeno-Gutiérrez e Lacal-Arántegui (2015) identificam esta característica no sistema norueguês, onde a capacidade de armazenamento dos reservatórios é muito maior do que a capacidade de operação nos modos turbina e bomba das UHRs.

A programação dos ciclos operacionais também sofre influência da configuração eletromecânica adotada para as UHRs. Configurações inspiradas em

projetos pioneiros utilizam conjuntos turbina-gerador e bomba-motor separados ou em casas de força distintas, podendo contar com circuitos hidráulicos independentes.

Esta configuração é denominada “sistema quaternário”, sendo uma solução ainda empregada (PAPAEFTHYMIOU et. al., 2010; CENTENO et al, 2012; GODINA et al., 2015) mas que tende a apresentar maiores custos de implantação em relação a alternativas (CANALES, BELUCO e MENDES, 2015 a). Em contrapartida, oferece a possibilidade de operação simultânea dos modos bomba e turbina, estratégia considerada vantajosa quando o objetivo é possibilitar uma intensa participação de Fontes Renováveis Variáveis (FRVs) (CONNOLLY, 2010; BIANCHI et al., 2015; MA et al., 2015a, 2015b, 2014).

Configurações eletromecânicas em que os conjuntos turbina-bomba-gerador/motor são conectados a um mesmo eixo, alinhados conforme a posição do eixo de rotação da turbina, são denominados “sistema ternário” ou “sistema combinado”. Neste caso, a rotação do eixo da turbina e da bomba é no mesmo sentido e a operação da UHR é possível em um único modo operativo a cada período.

Uma variante do sistema ternário desenvolvido a partir da pesquisa de modelos de turbinas Francis para altas quedas é o denominado “sistema binário”. Nesta alternativa a mesma máquina hidráulica trabalha como unidade de geração e bombeamento, a turbina-bomba ou turbina reversível. Um gerador/motor completa a configuração eletromecânica, alinhado ao mesmo eixo da turbina reversível.

A turbina reversível pode operar em ambos os sentidos. Dependendo da direção da rotação, funciona tanto como bomba quanto como turbina e, portanto, também possibilita a operação somente em um único modo operativo a cada período.

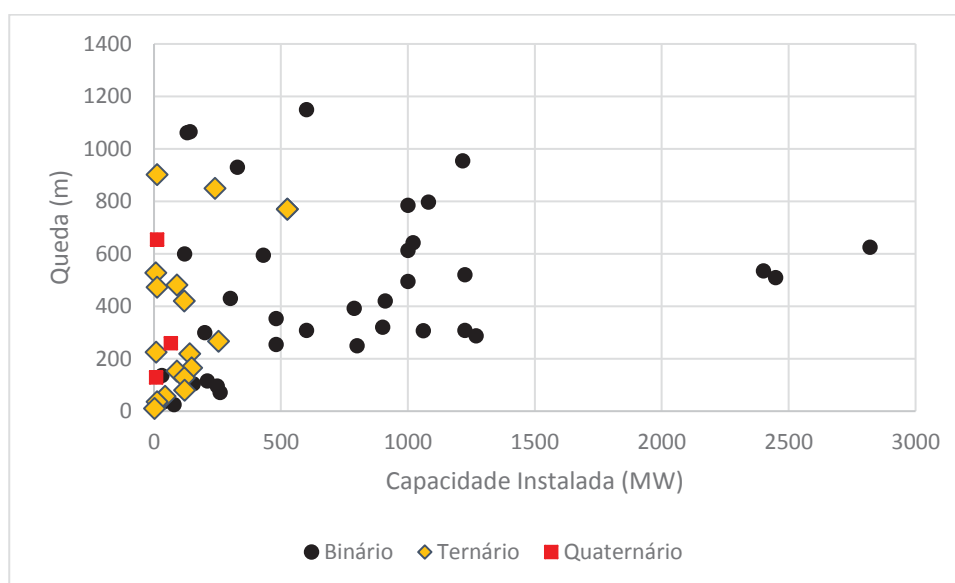
Na Figura 2.6 é apresentada a faixa de variação de queda e capacidade instalada de projetos de UHRs em operação, conforme a configuração eletromecânica adotada. Observam-se quedas que ultrapassam mil metros de altura, capacidades instaladas apreciáveis e um predomínio de projetos utilizando o sistema binário.

Naturalmente, perdas de transformação de energia ocorrem ao longo dos ciclos de bombeamento e de produção da UHR. Para um mesmo volume de água transferido entre os reservatórios, a relação entre as energias resultantes nos modos turbina (equação 2.2) e bomba (equação 2.1) conduz a:

$$\frac{E_t}{E_b} = \eta_t \eta_b \eta_{ct} \eta_{cb} = \eta \quad (2.3)$$

onde E_t é a energia produzida no modo turbina pela UHR; E_b é a energia consumida no modo bomba pela UHR; η_t é a eficiência do conjunto turbina-gerador; η_b é a eficiência do conjunto motor-bomba; η_{ct} é a eficiência do circuito hidráulico no modo turbina; η_{cb} é a eficiência do circuito hidráulico no modo bomba; η é a eficiência ou rendimento da UHR.

FIGURA 2.6 – PANORAMA DE PROJETOS EM OPERAÇÃO



FONTE: O Autor (2017)

Quanto menores as perdas do circuito hidráulico e maiores os rendimentos dos conjuntos turbina-gerador e motor-bomba, maior será a eficiência da UHR. A eficiência de projetos contemporâneos pode ser considerada da ordem de 80% (HYPOWER, 2014 p.7; KRUGER, 2014; ROGEAUX; 2014, CANALES, BELUCO e MENDES, 2015a; REHMAN, AL-HADHRAMI e ALAM, 2015; EPRI, 2010). Logo, constata-se que o resultado líquido da UHR perante o sistema no qual está conectada é uma “carga” de energia (ou geração “negativa”), conforme dados constantes no Quadro 2.2⁶.

⁶ Relações entre as energias nos modos turbina e bomba superiores à unidade (equação 2.3) podem ser verificadas em UHRs em “circuito aberto” operadas como uma usina hidrelétrica convencional,

QUADRO 2.2 – GERAÇÃO LÍQUIDA DAS UHRs NOS ESTADOS UNIDOS E UNIÃO EUROPÉIA EM PERÍODOS RECENTES (GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Estados Unidos	−6.896	−6.288	−4.627	−5.501	−5.912	-
União Europeia	-	-	-	-	-	−8.788

FONTE: U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2012); Geth et al. (2015)

2.3 APLICAÇÕES DE UHRs EM SISTEMAS ELÉTRICOS

A oportunidade de se contar com UHRs em um sistema elétrico envolve a necessidade de compreender e atribuir valor aos serviços proporcionados pelo armazenamento de energia em grande escala frente aos requisitos e limitações operacionais do sistema em que estão inseridas.

A operação dos sistemas elétricos é baseada no constante equilíbrio entre a oferta e a carga, ou seja, a energia elétrica injetada no sistema pelas fontes geradoras deve, a qualquer tempo, igualar a energia elétrica demandada pelas fontes de consumo do sistema.

Tal pressuposto decorre da argumentação técnica de que este equilíbrio é necessário para proporcionar padrões de qualidade de fornecimento de energia elétrica aos usuários, relacionados com requisitos de frequência e tensão da rede (ONS, 2017a).

Desvios desses parâmetros em relação aos limites tolerados podem causar avarias em equipamentos elétricos e até mesmo comprometer a estabilidade do sistema como um todo, provocando a interrupção do fornecimento de energia elétrica durante um determinado período (apagões ou *blackouts*) (EURELECTRIC, 2010).

situação em que a vazão afluente ao reservatório superior incrementa a energia no modo turbina (GETH et al., 2015).

De forma geral, a gestão dos requisitos de qualidade para o fornecimento de energia elétrica recai principalmente sobre as usinas que compõem o parque gerador do sistema elétrico, cujas metas de produção são constantemente ajustadas conforme a variação da carga e demais parâmetros de controle.

Neste contexto, o estado da arte alcançado pela indústria dedicada às UHRs possibilita que estas usinas atuem como uma alternativa confiável de seguro ou *hedge* operacional, capaz de suprir diversos requisitos de um sistema elétrico tais como (DOE/EPRI, 2013):

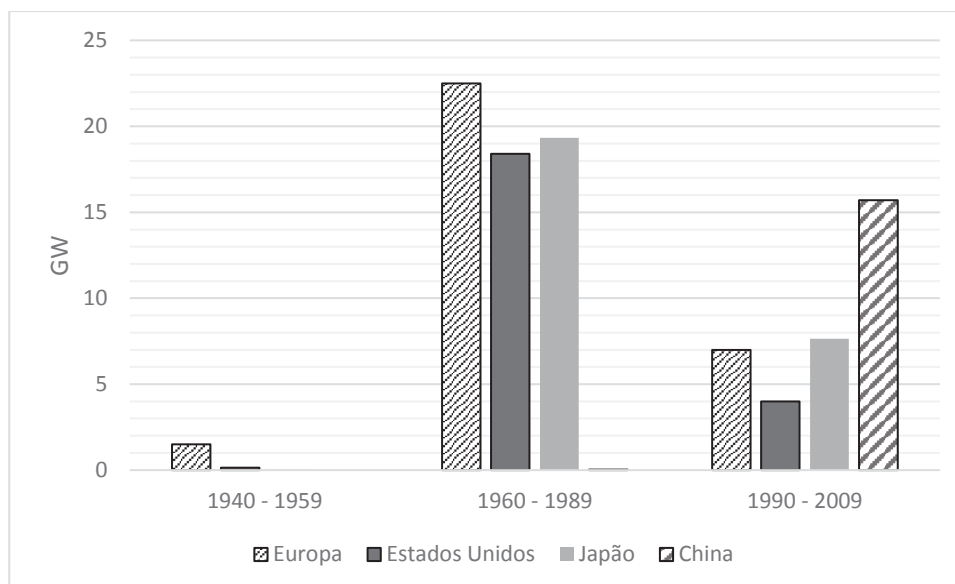
- a) aumento da flexibilidade operativa do parque gerador, reduzindo custos de operação do sistema;
- b) serviços ancilares, como regulação de frequência e tensão, reserva de potência e *black start*;
- c) aproveitamento de recursos naturais locais, diversificando fontes e reduzindo vulnerabilidade de suprimento;
- d) postergação de investimentos de expansão do sistema de transmissão e redução de custos de operação devido a congestionamentos de fluxo;
- e) seguimento do perfil e rampas de carga, garantindo a qualidade do suprimento de energia ao consumidor e suportando programas de gerenciamento de carga;
- f) amortecimento do perfil e rampas de geração de FRVs, aumentando a inserção de fontes renováveis no sistema.

Países com potencial hidráulico limitado visualizaram o armazenamento de energia por bombeamento de água como uma alternativa estratégica, visto que esta solução se mostrara economicamente mais atrativa perante usinas termelétricas convencionais, as turbinas hidráulicas proporcionavam a flexibilidade operativa requisitada e a magnitude da vazão afluente não representava a variável preponderante para estes empreendimentos. Na Figura 2.7 ilustra-se as fases de expansão das UHRs na Europa e nos países atualmente de maior expressão no emprego desta tecnologia: Estados Unidos, Japão e China.

Observa-se que o desenvolvimento das UHRs se concentrou inicialmente no continente europeu. Este fato deveu-se às dificuldades para importação de combustíveis (óleo e carvão) que alimentavam as usinas termelétricas no período pós

II Guerra Mundial, base da matriz de produção de energia elétrica. O avanço tecnológico das usinas termelétricas em breve supriu as necessidades atendidas pelas UHRs, reduzindo o ritmo de inserção de novos projetos.

FIGURA 2.7 – ADIÇÃO DE UHRs NA EUROPA, ESTADOS UNIDOS, JAPÃO E CHINA



FONTE: Adaptado de Rogeaux (2014); Pérez-Díaz et al. (2014); Parfomak (2012); Yang (2015)

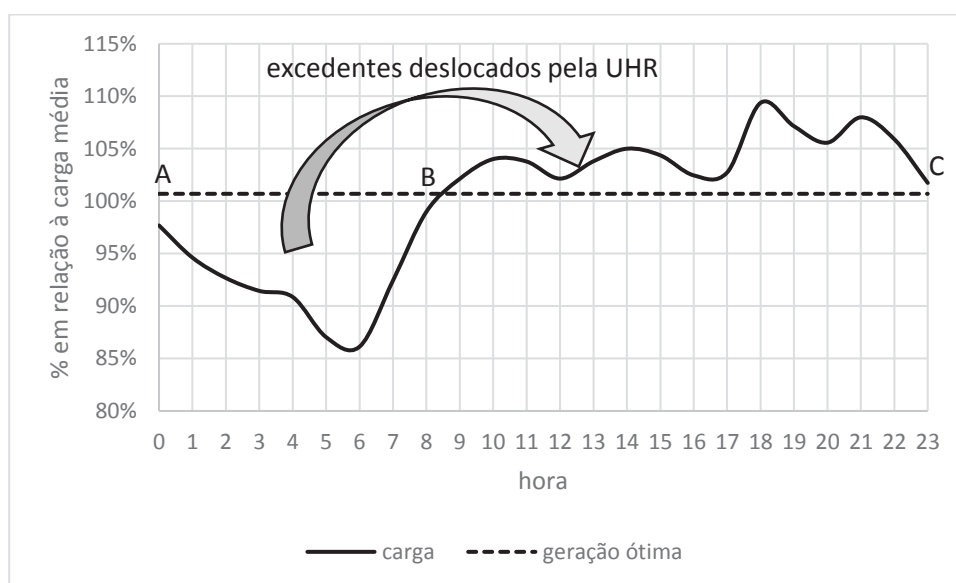
Entre 1960 e 1989, as UHRs vivenciaram uma segunda onda em decorrência da implantação de usinas nucleares voltadas para a geração de energia elétrica. Apesar da mudança do tipo de fonte primária – carvão e óleo para urânio – a arquitetura dos sistemas elétricos que optaram por esta transição se manteve inalterada. Logo, tal qual na fase anterior, havia a necessidade de flexibilidade operativa em função das restrições operacionais das usinas nucleares.

A partir de 1990, acidentes ocorridos em centrais nucleares e o aumento da competitividade de usinas termelétricas a gás natural⁷ impactaram diretamente o ritmo de desenvolvimento de novos projetos de UHRs. Exceção é observada na China, que inicia uma forte expansão de UHRs para contemplar as características técnicas de seu parque gerador baseado em fontes fósseis, nuclear, eólica e solar (MING, KUN e LIANG, 2014; CHENG et al., 2015; XU e YANG, 2018).

⁷ Usinas termelétricas a gás natural também apresentam flexibilidade operativa para acompanhar as flutuações da carga.

Para ilustrar a questão, considere os perfis de carga e geração de um sistema hipotético representado na Figura 2.8. Este exemplo reflete uma condição em que há energia suficiente para atender a carga, mas a alteração do despacho das unidades geradoras para acompanhar as flutuações da carga acarretaria maiores custos operacionais para promover o balanço do sistema.

FIGURA 2.8 – PERFIS DE CARGA E GERAÇÃO DE UM SISTEMA HIPOTÉTICO



FONTE: O Autor (2018)

Neste exemplo, o despacho ótimo da geração produziria excedentes elétricos (trecho AB) e déficits (trecho BC) no sistema. Esta situação ajusta-se perfeitamente ao princípio das UHRs, uma vez que:

- os excedentes elétricos seriam armazenados ao operar a UHR no modo bomba ao longo do trecho AB;
- os excedentes elétricos armazenados, a menos das perdas, retornariam ao sistema ao operar a UHR no modo turbina, suprimindo os déficits ao longo do trecho BC;
- os conjuntos turbina-gerador e bomba-motor das UHRs apresentam flexibilidade operativa para acompanhar as rampas de carga e de excedentes elétricos do sistema, respectivamente (HELL, 2017; NHA, 2015; MAGAUER, 2014; PÉREZ-DÍAZ et al., 2014; SAETRE, 2013);

- d) os tempos para a transição entre os modos operativos bomba e turbina ou vice-versa são adequados para atender os requisitos de qualidade de suprimento de um sistema elétrico (MAGAUER, 2014; PÉREZ-DÍAZ et al., 2014);
- e) o equilíbrio entre geração e carga seria plenamente atendido.

Verifica-se que a operação da UHR propiciou condições para conciliar o despacho das unidades geradoras ao perfil de carga, aumentando a flexibilidade do sistema ao deslocar os excedentes elétricos no tempo. Adicionalmente, a energia consumida pela UHR para completar o ciclo operacional foi suprida integralmente pelos excedentes elétricos sistêmicos. Caso contrário, a energia consumida pela UHR implicaria no aumento do custo de operação do sistema.

Em tese, o custo de operação incremental causado pela carência de excedentes elétricos deve ser compensado pelos benefícios proporcionados pelas UHRs ao sistema. A disponibilidade de excedentes elétricos sistêmicos proporciona, conseqüentemente, a condição mais favorável para o emprego das tecnologias de armazenamento de energia elétrica.

A expectativa da gradual substituição das fontes de combustíveis fósseis de geração de energia elétrica por FRVs novamente trouxe à tona o estudo de UHRs em diversos sistemas elétricos⁸. Esta transição é motivada pelos seguintes fatos (DELL e RAND, 2001; PICKARD, 2012; RAHIMI et al., 2013; GALLO et al., 2016):

- a) a energia elétrica representa um insumo insubstituível na sociedade contemporânea, apresentando uma relação direta com índices de qualidade de vida e desenvolvimento de uma nação;
- b) a adoção de políticas para a redução da emissão de gás carbônico na atmosfera;
- c) a própria extinção das reservas primárias das fontes de combustíveis fósseis.

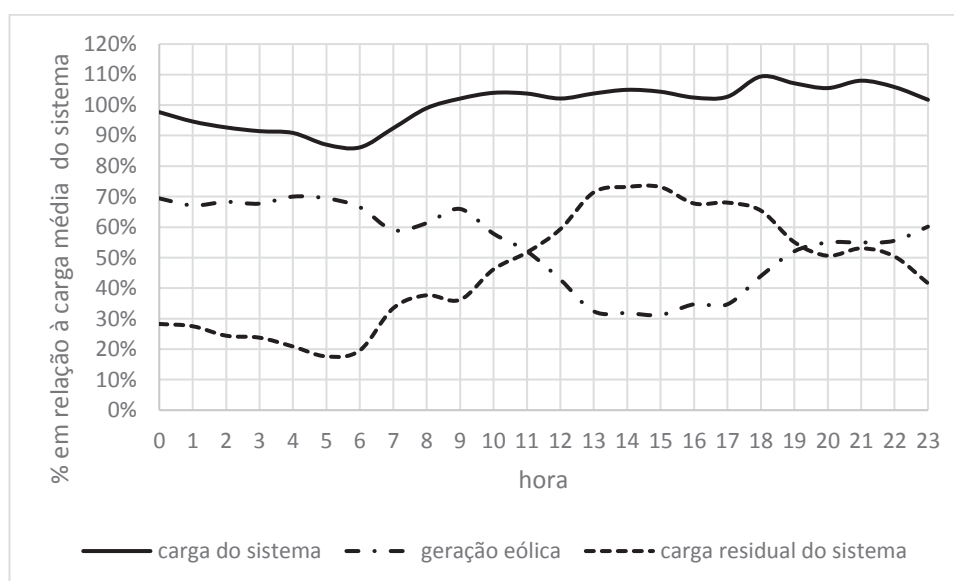
A presença de grandes blocos de FRVs sujeita os sistemas elétricos a conviverem com períodos de abundância ou escassez de grandes quantidades de

⁸ Outra motivação para o desenvolvimento do armazenamento de energia em grande escala seria a integração de políticas de diferentes setores, tais como energia elétrica, transportes e resfriamento/aquecimento.

energia em diferentes escalas de tempo – minutos, horas e até mesmo ao longo de dias. Por esta razão, podem ocorrer problemas relacionados ao equilíbrio entre os perfis de carga e geração, devendo-se conceber estratégias para tornar as FRVs previsíveis ou controláveis (HOLTTINEN, 2008; OLIVEIRA, 2014; REHMAN, AL-HADHRAMI e ALAM, 2015).

Para ilustrar a questão, na Figura 2.9 apresentam-se os perfis da carga e geração eólica de um sistema hipotético. Considerando-se que o operador do sistema é obrigado a aceitar toda a produção eólica, pois não há controle sobre a disponibilidade da fonte primária (vento), a carga do sistema é atendida prioritariamente por este recurso. Deste abatimento resulta a carga residual do sistema, a qual é repassada às fontes geradoras sobre as quais se tem o controle da produção (fontes despacháveis).

FIGURA 2.9 – PERFIS DE CARGA, GERAÇÃO EÓLICA E CARGA RESIDUAL DE UM SISTEMA HIPOTÉTICO



FONTE: O Autor (2019)

Desta operação, observam-se rampas de aumento e redução da carga residual mais acentuadas em relação ao perfil da carga inicial, exigindo uma maior flexibilidade das fontes geradoras despacháveis do sistema. Adicionalmente, podem ocorrer excedentes elétricos nos períodos em que a geração eólica (GAJIC et al., 2019; BESSA et al., 2017; EPE, 2016) ou a sua combinação com geração mínima de fontes despacháveis (CANTÃO et al., 2018) supere o consumo de energia elétrica.

Logo, novamente tem-se um cenário no qual as UHRs são candidatas para o remanejamento da produção conforme as necessidades do sistema, amortecendo o perfil de carga percebido pelas demais fontes geradoras e reduzindo eventuais desperdícios. Alemanha, França e Espanha, países com planos audaciosos para incorporação de FRVs, apresentam as maiores metas de instalação de UHRs da União Europeia (ITRE, 2012).

De forma geral, estudos apontam que um teto de 20% a 40% de FRVs na matriz de geração de um sistema não requer medidas adicionais para conviver com a variabilidade introduzida. A partir deste limite, não seria possível a completa absorção da produção destas fontes sem medidas de armazenamento de energia (BERRIL et al., 2016; IRENA, 2015; PADRON et al., citado por PÉREZ-DÍAZ et al., 2014; PARFOMAK, 2012; EPRI, 2010;).

Estudos em sistemas elétricos europeus para participações de FRVs variando de 20% a 90% mostram que a relação entre a capacidade de armazenamento necessária e a carga anual é inferior a 1,5%. Quando considerada uma participação de 100% de fontes renováveis, não necessariamente variáveis, além de sinergias com outros setores, esta relação é inferior a 4% para a maioria dos estudos. (BLANCO e FAALJ, 2018).

O estudo de UHRs no sistema elétrico da Holanda aponta um aumento do uso de combustíveis fósseis para cenários de menor participação de usinas eólicas⁹ (DE BOER et al., 2014). Para o sistema elétrico da Irlanda, estima-se ser economicamente mais vantajoso a absorção dos excedentes de geração eólica pelo setor de aquecimento de água do que a partir de UHRs (CONNOLLY, 2010).

Os resultados dos estudos exemplificados acima devem ser encarados como estimativas preliminares, sendo necessária a avaliação de cada sistema individualmente para o entendimento dos impactos das UHRs frente aos objetivos esperados.

⁹ Tal efeito decorre graças ao amortecimento das flutuações da geração eólica e pelos altos custos de partida e parada das fontes termelétricas disponíveis no sistema, conduzindo a uma operação otimizada das termelétricas em regime de base.

2.4 MODELAGEM DE UHRs EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Soluções contemplando a operação coordenada entre UHRs e FRVs têm sido alvo de frequentes propostas para a massiva inserção de fontes renováveis em ambientes de planejamento da operação centralizada, principalmente em sistemas elétricos isolados de pequeno porte (REHMAN, AL-HADHRAMI e ALAM, 2015).

Tratando-se de sistemas em que as FRVs são protagonistas, naturalmente a operação das UHRs é condicionada ao aproveitamento dos excedentes elétricos sistêmicos. As principais abordagens utilizadas nestas avaliações são:

- a) a geração das FRVs abate a carga do sistema e os excedentes elétricos resultantes são deslocados no tempo pela operação convencional da UHR (BROWN, 2006; IQBAL, 2009; MURAGE e ANDERSON, 2014; CORREIA, JESUS e LEMOS, 2014; MA et al., 2015a, 2015b, 2014; KUSAKANA, 2015);
- b) a geração das FRVs é totalmente destinada ao bombeamento de água, fornecendo ao operador do sistema um recurso de geração controlável via modo turbina das UHRs (BUENO e CARTA, 2006; PAPAEFTHYMIOU et al., 2010).

Nestes casos, a minimização dos custos sistêmicos – englobando os custos de investimento, operação e manutenção das usinas - é a premissa econômica adotada para a avaliação do dimensionamento das UHRs, o que requer a modelagem do sistema sob análise como um todo. A função de custo adotada denota um caráter determinativo do planejamento, ou seja, as UHRs são investimentos estratégicos para a geração de FRVs sujeitos ao rateio entre os agentes do sistema (SCHILL e KEMFERT, 2011, citado por ITRE, 2012).

A viabilidade de UHRs em ambientes de planejamento da operação descentralizada – caso típico de sistemas não regulados – depende de avaliações econômicas baseadas na arbitragem de energia. A dinâmica de operação desses sistemas é bem representada pelos processos de formação dos preços de energia, sendo possível avaliar o desempenho das UHRs a partir do seu relacionamento com o mercado (*spot market*).

Assim, os ciclos operacionais das UHRs são ditados pela relação entre os preços de compra da energia para o acionamento do modo bomba e os preços de venda da energia para acionamento do modo turbina, devendo satisfazer a seguinte relação:

$$\eta > \text{preço}_b / \text{preço}_t \quad (2.4)$$

onde η é a eficiência ou o rendimento da UHR; preço_b é o preço de compra da energia no modo bomba para o período contabilizado; preço_t é o preço de venda da energia no modo turbina para o período contabilizado.

Sistemas elétricos em que os preços da energia são compatíveis com a equação (2.4) proporcionam ciclos operacionais para as UHRs com padrões bem definidos, similares ao apresentado no exemplo da Figura 2.8. Nesses casos, normalmente o modo bomba é acionado durante a madrugada ou finais de semana, e o modo turbina nos períodos de maior demanda de energia do sistema. Caso a relação da equação (2.4) não seja atendida, as UHRs não serão operadas impactando no fluxo de receita dos empreendimentos.

A maior participação de FRVs nos sistemas não regulados tende a dificultar a previsibilidade do comportamento dos preços de energia, interferindo no estabelecimento das estratégias para operação das UHRs (IRENA, 2015; ROGEAUX, 2014; KRUGER, 2014; INGEBRETSEN e JOHANSEN, 2014; STORE PROJECT, 2013a–2013f; PARFOMAK, 2012; EURELECTRIC, 2010).

Dessa forma, o avanço das UHRs nesses ambientes é mais susceptível aos níveis de riscos aceitos pelos empreendedores associados ao retorno econômico dos investimentos. Não obstante, o estudo de caso para o mercado de energia alemão realizado por Pagnier e Jacquod (2017) diverge desta perspectiva, projetando um cenário comercial favorável para a implantação de UHRs na medida em que a expansão das fontes eólica e solar aumente.

Alternativas para conciliar a expansão coordenada de FRVs e UHRs em sistemas elétricos não regulados consideram as seguintes propostas:

- a) estabelecer fontes de remuneração complementares à arbitragem de energia, tais como regulação da estabilidade da rede e reserva de

potência (PAINE et al., 2014; TELLER, 2014; PÉREZ-DÍAZ et al., 2015; NHA, 2015; FOLEY et al., 2015);

- b) inserir as UHRs em carteiras de ativos de companhias de geração ou operando em sistemas autônomos com FRVs, visando o resultado econômico global das carteiras/sistemas autônomos (BESSA et al., 2017; PÉREZ-DÍAZ et al., 2015; SOUSA, TEIXEIRA e FAIAS, 2014; BESSA et al., 2012; GARCIA-GONZÁLEZ et al., 2008; CASTRONUOVO e LOPES, 2004);
- c) a operação das UHRs independe da arbitragem de energia e visa amortecer a variação da geração das FRVs (LEVINE, 2007; MWH Americas Inc., 2009; STORE PROJECT, 2013a–2013f; DESTRO, KORPAS e SAUTERLEUTE, 2016).

Portanto, de forma geral, a viabilidade das UHRs em um sistema elétrico varia de acordo com o modelo regulatório e diretrizes operacionais específicas do sistema sob análise. Os modelos regulatórios adotados pela China, Japão e Índia, por exemplo, oferecem condições diferenciadas para exploração econômica de UHRs. Na China, as UHRs são ativos das empresas de transmissão e a remuneração dos respectivos investimentos e custos operacionais são incluídos nas tarifas de transmissão (ZHANG, ANDREWS-SPEED e PERERA, 2015).

No Japão, a estrutura vertical das companhias nas áreas de geração, transmissão e distribuição promove um ambiente previsível para a atuação das UHRs (YANG, 2015). Na Índia, as UHRs são remuneradas por tarifas reguladas compatíveis com os custos de geração definidos em projeto, sendo as despesas de bombeamento assumidas pelas empresas estatais de eletricidade (SIVAKUMAR, DAS e PADHY, 2014).

2.5 CARACTERÍSTICAS DO SIN

O Brasil ocupa atualmente a 8º posição entre os países de maior consumo de energia elétrica, respondendo por 2,4% do mercado mundial (BRASIL, 2019 p.52). A

região Sudeste apresenta a maior concentração tanto do mercado consumidor quanto da oferta de energia elétrica, conforme pode ser observado no Quadro 2.3.

QUADRO 2.3 – OFERTA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL EM 2018

Região	Oferta		Consumo	
	GW	%	TWh	%
Sudeste	46	28	239	50
Sul	31	19	87	18
Nordeste	35	22	80	17
Norte	31	19	32	7
Centro-Oeste	20	12	36	8
Total	163		475	

FONTE: Brasil (2019)

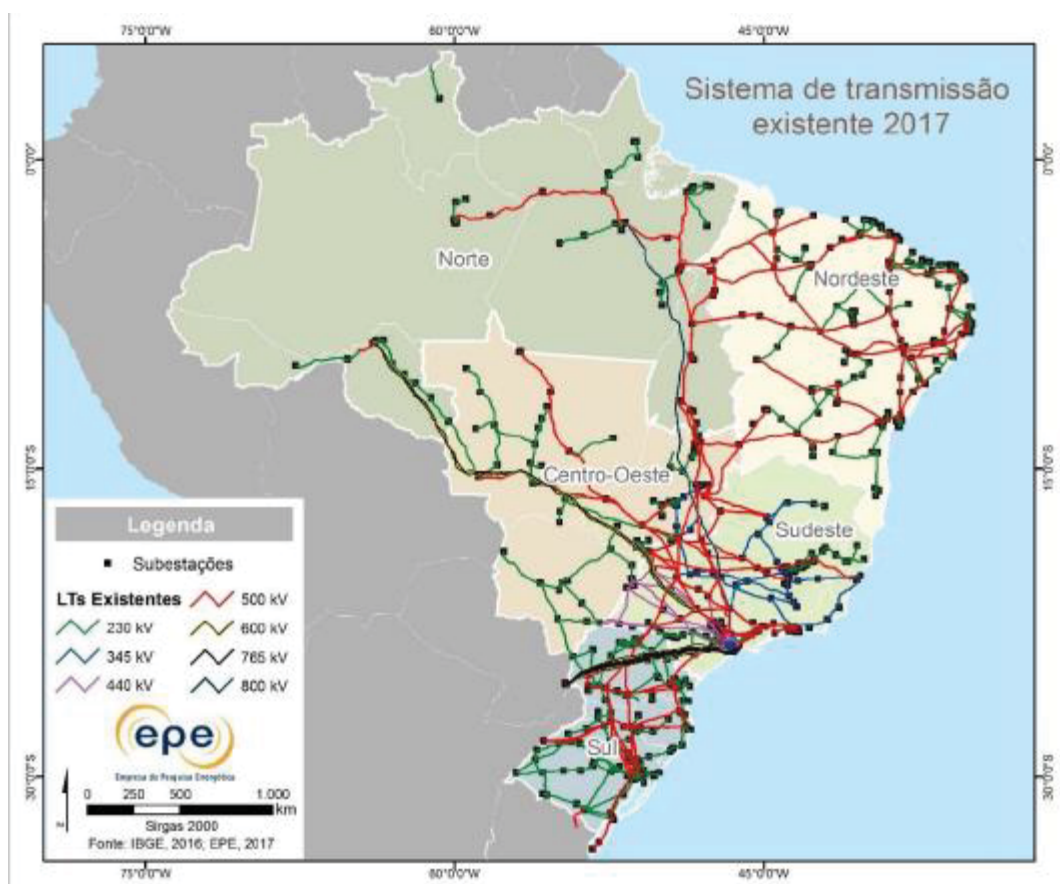
O mercado de energia elétrica do Brasil é parcialmente regulado, sendo separado em dois segmentos: mercado livre e mercado cativo. No mercado livre, contratos entre consumidores, empresas de geração e comercialização de energia elétrica são livremente estabelecidos. Consumidores sem acesso ao mercado livre são supridos conforme ocupem a área de concessão de empresas de distribuição de energia elétrica, compondo um mercado regulado e cativo (CCEE, 2017).

Para fins de planejamento e operação, o sistema elétrico é dividido em quatro subsistemas praticamente coincidentes com a distribuição geográfica do país: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Com exceção de uma pequena parcela do mercado consumidor concentrada na região Norte, uma malha de transmissão em alta tensão (de 230 kV a 800 kV) promove a interconexão elétrica entre os subsistemas, configurando o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Uma visão do porte do SIN é apresentada na Figura 2.10. A configuração do ano de 2017 contava com 141.576 km de linhas de transmissão e uma capacidade de transformação de 348.000 MVA (BRASIL, 2018 p.129).

A oferta de energia elétrica no Brasil está ancorada no potencial hidráulico disponível em seu território, estimado em 172 GW (TOLMASQUIM, 2016). Com aproximadamente 55% desse potencial explorado, o Brasil também assume posição de destaque entre os países que mais produzem energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas, sendo superado apenas por China e Canadá (BRASIL, 2019 p.29).

FIGURA 2.10 – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL EM 2017



FONTE: Brasil (2018)

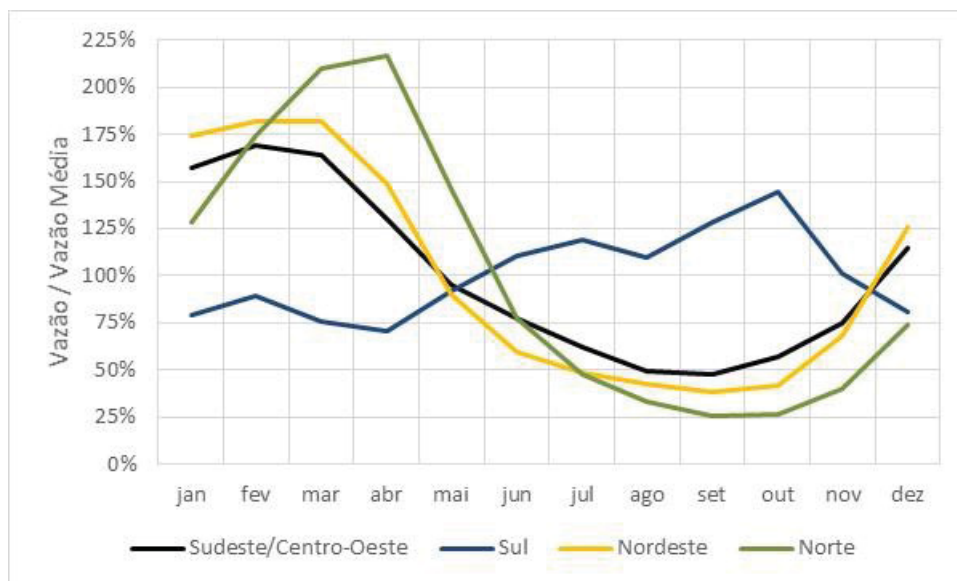
A expansão indicativa de longo prazo do parque gerador do SIN projeta uma capacidade instalada de 216 GW para 2027, sendo 79% de fontes renováveis. As usinas hidrelétricas – incluindo a importação de Itaipu e pequenas centrais – devem se manter como a principal fonte de geração com 55% de participação, seguida pelas fontes eólica com 12%, biomassa com 8% e solar com 4% (BRASIL, 2018 p.268).

As usinas hidrelétricas estão distribuídas em 12 bacias hidrográficas (ONS, 2017b) cujos regimes hidrológicos, em sua maioria, apresentam uma sazonalidade bem definida em dois períodos ao longo do ano: estação úmida e estação seca. Na estação úmida as bacias hidrográficas costumam apresentar vazões acima da vazão média histórica, enquanto que na estação seca apresentam vazões abaixo da vazão média histórica.

A estação úmida nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte se concentra nos meses de dezembro a maio do ano seguinte, e a estação seca entre

junho a novembro do mesmo ano. Este padrão se inverte para o subsistema Sul. As sazonalidades hidrológicas típicas dos subsistemas são ilustradas na Figura 2.11, podendo-se notar o padrão sazonal complementar do regime hidrológico do subsistema Sul em relação aos demais subsistemas.

FIGURA 2.11 – SAZONALIDADE HIDROLÓGICA TÍPICA DOS SUBSISTEMAS DO SIN



FONTE: O Autor (2018), adaptado de ONS (2017c)

Além de regimes hidrológicos complementares entre bacias hidrográficas, Cantão et al. (2017) identificam padrões complementares entre os regimes de vento e hidrológico em todo o território brasileiro, o qual também assumirá importante papel na política de operação do sistema na medida em que a fonte eólica expanda sua participação na matriz de geração de energia elétrica. Canales, Beluco e Mendes (2015b) também destacam a importância da sinergia entre fontes complementares no processo decisório de planos energéticos.

Outra característica marcante do SIN se deve à capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios de hidrelétricas. Ao longo do seu desenvolvimento, o setor elétrico brasileiro contou com condições para a implantação de várias hidrelétricas com reservatórios de acumulação, principalmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

O deslocamento da principal fronteira do potencial hidráulico ainda a ser explorado para o subsistema Norte descarta, por ora, a adição de significativa

capacidade de armazenamento em função das polêmicas relacionadas à construção de reservatórios nas bacias dos rios Amazonas e Tocantins/Araguaia (BRASIL, 2018).

No Quadro 2.4 apresenta-se a capacidade de armazenamento do SIN, correspondente à energia hidrelétrica capaz de ser produzida ao longo das cascatas a partir do volume útil dos reservatórios. Aliada às demais características acima comentadas, o SIN é considerado único em âmbito mundial (ONS, 2017b).

QUADRO 2.4 – CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SIN EM 2014

Subsistema	GW médio/mês	%
Sudeste/Centro-Oeste	201	70
Sul	20	7
Nordeste	52	18
Norte	15	5
Total	288	

FONTE: EPE (2015a)

A coordenação da operação do SIN é centralizada no órgão denominado Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O processo de planejamento realizado pelo ONS envolve uma cadeia de avaliações energéticas e elétricas para diferentes escalas de tempo e níveis de representação do sistema, abrangendo estudos de médio prazo para um horizonte de cinco anos até a programação de produção horária de cada unidade geradora do sistema.

A operação centralizada do SIN possibilita lançar mão de estratégias que usufruem da diversidade entre os regimes hidrológicos, fontes de geração, capacidade de armazenamento e intercâmbio para a gestão da oferta de energia elétrica visando o atendimento da carga a nível nacional.

Quando comparados a uma estratégia de operação dos subsistemas de forma isolada, os benefícios energéticos decorrentes da operação coordenada equivalem à adição de uma usina virtual de grande porte ao sistema (Brasil, 2007 p.81).

Os proprietários das usinas, consumidores do mercado livre, concessionários de transmissão e distribuição participam do processo de planejamento munindo o operador com informações relevantes, tais como níveis de reservatórios, vazões afluentes, disponibilidade de equipamentos e projeções de carga.

Metas de produção das usinas e manobras operativas programadas pelo ONS devem ser seguidas por todos os agentes envolvidos no processo de operação centralizada. Somente agentes com ativos que não apresentem impactos na rede elétrica não se submetem às políticas da operação centralizada.

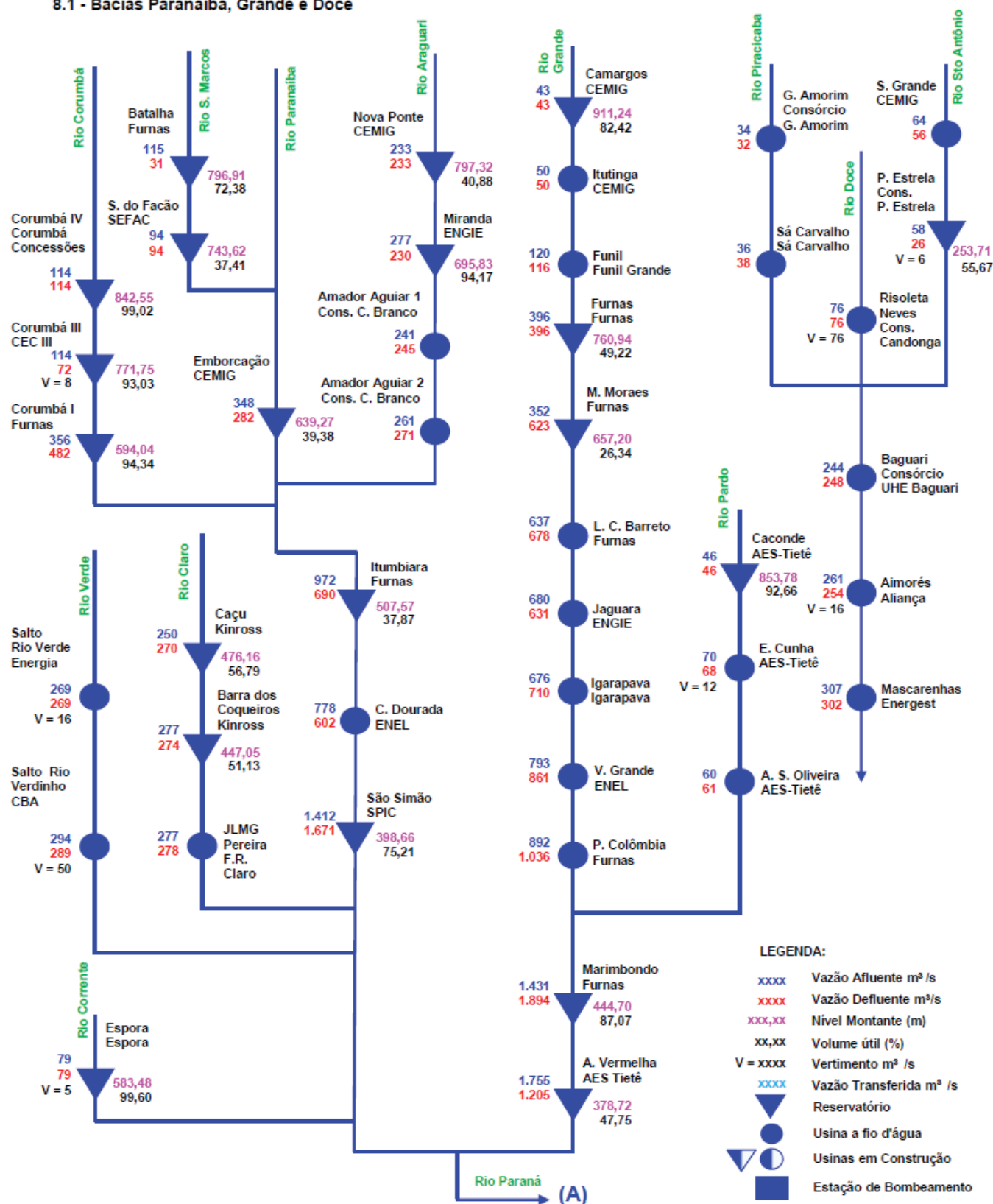
Para ilustrar o porte e a complexidade do processo, na Figura 2.12 ilustra-se o produto do planejamento centralizado em termos da operação hidráulica programada para os reservatórios das hidrelétricas das bacias dos rios Paranaíba, Grande e Doce no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

As bacias dos rios Paranaíba e Grande estão entre as mais importantes para o sistema, representando 26% e 20% da capacidade de armazenamento de energia do SIN, respectivamente. Verificam-se os valores previstos para as vazões afluentes, defluentes e vertidas para cada usina/reservatório, os quais servem de referência para a operação em tempo real das usinas.

A diferença entre as vazões afluente e defluente é armazenada no reservatório. Observa-se também vazões vertidas em reservatórios de acumulação com níveis abaixo de 100%, representando estratégias relacionadas a volumes de espera para amortecimento de cheias.

FIGURA 2.12 – OPERAÇÃO HIDRÁULICA PROGRAMADA PARA O DIA 06/05/2019

8.1 - Bacias Paranaíba, Grande e Doce



FONTE: ONS (2019a)

2.6 O SIN E AS UHRs

A primeira turbina reversível do mundo foi fornecida em 1937 para a usina Pedreira (VOITH, 2017), localizada na cidade de São Paulo. Logo em seguida, em 1940, a usina Traição iniciou sua operação contando com turbinas reversíveis, também em São Paulo. Apesar do pioneirismo no emprego de turbinas reversíveis, até o presente somente três usinas integrantes do SIN podem ser classificadas como UHRs: além de Traição e Pedreira, a usina de Vigário localizada no município de Piraí, Rio de Janeiro (RAIMUNDO e TIAGO FILHO, 2018; CANALES, BELUCO e MENDES, 2015a).

Integrantes do Complexo da UHE Henry Borden, um projeto de usos múltiplos da água, a operação das UHRs Traição e Pedreira foi concebida principalmente para bombear água do rio Pinheiros para o reservatório da UHE Henry Borden¹⁰. Na literatura (GRAMULIA JÚNIOR, 2009; KELLNER et al., 2010; LIMA, 2012) e também em visita técnica a estas usinas¹¹, não se cogita a utilização das unidades reversíveis de Traição e Pedreira no modo turbina. Uma visão interna da UHR Traição é apresentada na Figura 2.13.

FIGURA 2.13 – UHR TRAIÇÃO: PISO DO MOTOR/GERADOR (à esquerda) E IDENTIFICAÇÃO DA UNIDADE REVERSÍVEL (à direita)



FONTE: Acervo do Autor (2018)

¹⁰ Atualmente, as usinas operam no modo bomba somente em situações de controle de cheias.

¹¹ Visita técnica realizada em 23 de maio de 2018.

A UHR Vigário também está inserida em um contexto de usos múltiplos de recursos hídricos, sendo sua operação direcionada para a transposição de águas da bacia do Rio Paraíba do Sul para a bacia do Rio Guandu. Desta forma, a UHR Vigário opera estritamente no modo bomba, sendo tratada como uma estação elevatória (LIGHT, 2005).

Nos meados das décadas de 1970 e 1980, no âmbito dos planos governamentais de obras, as empresas estatais da época pretendiam preparar os respectivos sistemas elétricos para a futura expansão de hidrelétricas a fio d'água na Amazônia e usinas nucleares. Em função do regime operacional dessas fontes como usinas de base, o debate se concentrava sobre a necessidade de complementação de potência para o atendimento da carga nos horários de maior consumo.

Registram-se para este fim investigações preliminares sobre a implantação de UHRs em áreas próximas às cidades de São Paulo, Rio de Janeiro, Fortaleza, Belo Horizonte e Recife (CESP, 1974; ELETROBRÁS, 1978a;1978b;1979a;1979b; DAEE, 1980; LIGHT, 1983; PLANO SANESP, 1983). Vale ressaltar os estudos de inventário realizados pela CESP (1979) e ELETROBRÁS (1987, 1988a, 1988b), baseados em análises de cartas topográficas e parâmetros de seleção de projetos pré-estabelecidos para cada região, conforme apresentado no Quadro 2.5.

QUADRO 2.5 – POTENCIAL DE UHRs INVENTARIADO NO BRASIL

Região	Nordeste	Sudeste	Sul	São Paulo
Potência Total (MW)	331.807	670.675	332.352	43.364
Número de projetos	129	385	147	22
Tempo no modo turbina / bomba (h)	14 / 20	14 / 20	14 / 20	14 / 20
Queda mínima (m)	100	300	250	300
Máximo L / H	20	10	15	10
Raio de distância aos centros de carga (km)	300	200	250	
Altura máxima das barragens (m)	100	100	100	

FONTE: ELETROBRÁS, (1987; 1988a, 1988b). CESP (1979). L: comprimento do circuito de adução; H: desnível entre reservatórios superior e inferior.

Os resultados revelaram um imenso potencial disponível e economicamente promissor para a época, com a ressalva de estarem sujeitos à interferência de

aspectos geológicos e socioambientais. No entanto, a sequência dos estudos foi retirada de pauta uma vez que o dilema para o atendimento à carga de ponta foi sendo paulatinamente superado pela formação do SIN, construção de reservatórios com capacidade de armazenamento de energia plurianual, dimensionamento das usinas hidrelétricas com fator de capacidade da ordem de 55% e aplicação de tarifas horosazonais de consumo (BRASIL, 2007 p.110).

A perspectiva da crescente participação de usinas não-despacháveis no parque gerador brasileiro aliada às restrições para agregar reservatórios com capacidade de armazenamento de energia retomou os debates setoriais sobre a instalação de UHRs no Brasil, podendo-se citar como novo marco a realização do “Seminário Técnico Sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro”, em 2014.

A princípio, avaliações de longo prazo indicam que a atual capacidade de armazenamento de energia e flexibilidade do SIN seriam suficientes para ancorar uma maciça participação de fontes solar e eólica, sem implicar em cortes de geração renovável em grande escala. Os resultados são mais promissores na medida em que a expansão é dominada pela fonte solar, em função da sua menor flutuação sazonal em relação às demais fontes. (BARBOSA et al., 2016; DE JONG et al., 2016 e 2017; SCHMIDT, CANCELLA e PEREIRA JR., 2016a e 2016b).

Confrontando as percepções de longo prazo, análises do operador do sistema (ONS, 2018) alertam para a necessidade de contrapor a variabilidade das fontes eólica e solar visando a alocação da geração das usinas a fio d’água do subsistema Norte nos períodos de carga leve. Em Miranda et al. (2017), a partir do trabalho disponibilizado por De Jong et al. (2016), os resultados detectam a necessidade de cortes de geração eólica no subsistema Nordeste a partir de índices de 20% de penetração.

Em EPE (2018) e Brasil (2017, 2018), são identificadas necessidades de capacidade e reserva operativa do sistema, exigindo fontes geradoras com flexibilidade compatível com a escala de tempo das ordens de despacho centralizado. Também se verificam a retomada de estudos de inventários de UHRs pelo planejador do sistema (FERREIRA, 2016; EPE, 2019) e a sinalização de um plano piloto para as tecnologias de armazenamento por meio de futuros leilões (BRASIL, 2018).

No entanto, investigações incorporando uma maior representatividade das características funcionais das UHRs e do próprio SIN ainda são incipientes, limitando-se a sistemas de menores proporções e funções específicas atreladas à disponibilidade de excedentes elétricos sistêmicos. A partir dos trabalhos consultados, destacam-se os seguintes resultados:

- a) em Oliveira, Schaefer e Szklo (2017), a introdução de tecnologias de armazenamento no subsistema Nordeste (UHRs e CAES) possibilitou reduções no custo de operação somente após a geração eólica ultrapassar uma participação de 64%.
- b) Santos, Nóbrega Neto e Aquino (2017), em um estudo de caso para o sistema de transmissão Norte-Nordeste representado por 20 áreas energéticas, concluem que tecnologias de armazenamento (UHRs, Baterias e CAES) podem melhorar o desempenho elétrico do sistema, porém em desvantagem econômica frente a alternativa tradicional de reforços na transmissão.
- c) Nacif, Locatelli e Camargo (2015), ao introduzir turbinas reversíveis em um sistema formado pelas hidrelétricas Foz do Areia e Segredo, apontam ganhos de geração na ponta aproveitando-se de vertimentos turbináveis para o bombeamento de água.
- d) Soares et al. (2017), baseando-se em projetos de UHRs com capacidade de regularização sazonal propostos por Hunt, Freitas e Pereira Júnior (2014, 2017), identificam reduções de vertimentos e cortes de energia eólica ao incorporar UHRs na operação de um sistema renovável formado por hidrelétricas e contribuição exógena de geração eólica.
- e) em Canales, Beluco e Mendes (2015b), um estudo de caso para um sistema isolado constituído por um parque eólico e termelétricas a diesel concluiu que a alternativa de armazenamento de energia a partir de uma UHR conduz a menores custos operacionais e impactos ambientais em relação a uma hidrelétrica convencional.

Em outra vertente de estudos, Barbosa Filho et al. (2017), Zuculin et al. (2014) e Pinheiro, Libanori e Francato (2017) identificam a necessidade de adaptações no modelo regulatório vigente caso se almeje a inclusão de UHRs no SIN. Com base em análises conceituais, as alterações propostas envolvem a adoção de tarifas especiais

para bombeamento, integração das UHRs no Mecanismo de Realocação de Energia¹² ou a associação de FRVs e UHRs operando como uma usina híbrida.

No cômputo geral, embora se projetem perspectivas positivas em relação à incorporação de UHRs no SIN, não há convicções a respeito da viabilidade de seu desenvolvimento. Levando-se em conta o atual modelo de operação centralizada e a ausência de experiência no setor elétrico brasileiro sobre o tema, o aprimoramento de um ambiente comercial e operacional compatível para investimentos em UHRs requer subsídios mais concretos em relação aos impactos sistêmicos proporcionados por esta tecnologia. Um dos principais obstáculos para avanços nesse sentido remete à necessidade de evolução das ferramentas computacionais de planejamento de médio/longo prazo, agregando avaliações em escala intra-mensal e maior representatividade do problema elétrico (SANTOS et al., 2015; EPE, 2018; BRASIL, 2017, 2018).

¹² O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um procedimento do mercado de energia do setor elétrico brasileiro para que as ordens do operador do sistema não impactem na contabilização da energia produzida pelos geradores hidrelétricos sujeitos ao despacho centralizado.

3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A operação centralizada do sistema elétrico brasileiro tem como objetivo atender a carga ao mínimo custo para a sociedade, constituindo-se um problema complexo e de grande porte. Em termos simplificados, pode-se dividir a abordagem vigente para solução do problema em duas etapas. A primeira etapa corresponde aos estudos energéticos e a segunda etapa abrange a programação diária da operação ou pré-despacho.

Na primeira etapa, prioriza-se a definição de uma política de operação levando-se em conta a valoração econômica da água estocada nos reservatórios em função de incertezas hidrológicas e projeções estruturais (horizonte de 60 meses) e conjunturais (horizonte semanal/mensal) do sistema.

Os modelos matemáticos oficiais do setor elétrico brasileiro utilizados nos estudos energéticos privilegiam a representação das características físicas do parque gerador sujeito ao despacho centralizado (CEPEL, 2018a; CEPEL, 2018b). O resultado dessa etapa fornece as Metas Energéticas das usinas hidrelétricas, isto é, a energia que cada usina hidrelétrica coloca à disposição do sistema para ser utilizada ao longo do horizonte de estudo abrangido pela segunda etapa.

Na segunda etapa, as Metas Energéticas são submetidas ao crivo de modelos matemáticos que privilegiam a representação da malha de transmissão do sistema. A malha de transmissão é representada por um conjunto de nb barras, correspondentes aos pontos de injeção e consumo de potência, interconectadas por nl linhas. O resultado dessa etapa possibilita ao operador ratificar as Metas Energéticas ou propor ajustes e outras providências em função de restrições elétricas não identificadas na primeira etapa.

Estimativas da geração de Fontes Renováveis Variáveis (FRVs) não sujeitas ao despacho centralizado são levadas em conta tanto na primeira quanto na segunda etapa do processo, sendo denominada de Geração Externa. A Geração Externa representa, portanto, a contribuição dos recursos não controláveis colocados à disposição do operador do sistema. Normalmente a Geração Externa é simplesmente abatida da carga nos estudos energéticos.

O presente trabalho baseia-se em uma abordagem sob a ótica do pré-despacho, adotando-se como referência a formulação de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) multiperíodo proposta por Andriolo (2014). Esta opção é considerada compatível com o escopo do estudo, levando-se em conta principalmente os ciclos operacionais diários característicos das UHRs e a hipótese de utilização destas usinas como mecanismo de *hedge* operacional de curto prazo.

3.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO LINEAR

O objetivo do pré-despacho é, a partir dos recursos disponíveis, propor uma política ótima de operação do sistema para suprimento da carga no horizonte de np patamares. A função objetivo típica envolve a minimização do custo de operação, podendo apresentar demais parâmetros relacionados ao desempenho do sistema. Tem-se, então:

$$f.o. = \min \sum_{k=1}^{np} c(x) \quad (3.1)$$

onde $c(x)$ é a função de custo adotada para o estudo.

O custo de operação de um sistema hidrotérmico é basicamente resultante dos custos de geração termelétrica e de déficit de carga. Naturalmente, no contexto do pré-despacho, as Metas Energéticas e Geração Externa assumem custos marginais de operação nulos pois são recursos colocados à disposição especificamente para o horizonte de np patamares sob análise.

Para dar suporte ao desenvolvimento da formulação, considere-se a seguinte função objetivo:

$$f.o. = \min \sum_{k=1}^{np} \{ \sum_{b=1}^{nb} [c(Pgt_b^k) t^k + c(Pghfic_b^k) t^k] \} \quad (3.2)$$

onde $c(Pgt_b^k)$ é a função de custo de operação da usina termelétrica conectada na barra b ; Pgt_b^k é a geração de potência ativa da usina termelétrica conectada na barra b no patamar k ; $c(Pghfic_b^k)$ é a função de custo de operação das usinas hidrelétricas fictícias; $Pghfic_b^k$ é a geração de potência ativa da usina hidrelétrica fictícia conectada na barra b no patamar k ; t^k é o tempo de duração do patamar k ; np é o número de

patamares do horizonte de análise; nb é o número de barras do sistema de transmissão.

Nessa abordagem, o déficit de carga é representado pelo acionamento de usinas hidrelétricas fictícias. As usinas hidrelétricas fictícias representam um recurso de geração as quais espelham cada usina hidrelétrica conectada no sistema, mas com um custo operacional associado. As usinas termelétricas e hidrelétricas fictícias são considerados recursos controláveis, sendo os respectivos despachos restringidos por limites operativos da seguinte forma:

$$Pgt_b^{min} \leq Pgt_b^k \leq Pgt_b^{max} \quad (3.3)$$

$$Pghfic_b^k \geq 0 \quad (3.4)$$

onde Pgt_b^{min} é a geração mínima de potência ativa da usina termelétrica conectada na barra b ; Pgt_b^k é a geração de potência ativa da usina termelétrica conectada na barra b no patamar k ; Pgt_b^{max} é a geração máxima de potência ativa da usina termelétrica conectada na barra b ; $Pghfic_b^k$ é a geração de potência ativa da usina hidrelétrica fictícia conectada na barra b no patamar k .

O desafio do problema é, portanto, aproveitar ao máximo os recursos que não agregam custos de operação ao sistema, reduzindo a necessidade de complementação da geração pelo acionamento das usinas termelétricas e hidrelétricas fictícias.

A Geração Externa, em função de seu caráter não controlável, é tratada como um dado de entrada fixando-se para cada patamar a geração de potência ativa das barras nas quais estão conectadas. Por outro lado, as Metas Energéticas podem ser distribuídas ao longo do horizonte de np patamares de tal forma a respeitar a seguinte restrição:

$$\sum_{k=1}^{np} Pgh_i^k \cdot t^k \leq M_i \quad \text{para } i = 1, \dots, ng \quad (3.5)$$

onde ng é o número de usinas hidrelétricas do sistema; Pgh_i^k é a geração de potência ativa da usina hidrelétrica i no patamar k ; t^k é o tempo de duração do patamar k ; M_i é a Meta Energética da usina hidrelétrica i . A premissa embutida na restrição (3.5) é a de que usinas hidrelétricas possuem flexibilidade para modular a geração ao longo dos patamares do horizonte de estudo. Para o estudo das UHRs, é interessante que

as Metas Energéticas também incorporem os vertimentos turbináveis identificados na etapa de estudos energéticos.

Adicionalmente, para cada patamar k o despacho de cada usina hidrelétrica não deve ultrapassar limites operativos de acordo com a seguinte restrição:

$$Pgh_b^{min} \leq Pgh_b^k \leq Pgh_b^{max} \quad (3.6)$$

onde Pgh_b^{min} é a geração mínima de potência ativa da usina hidrelétrica conectada na barra b ; Pgh_b^k é a geração de potência ativa da usina hidrelétrica conectada na barra b no patamar k ; Pgh_b^{max} é a geração máxima de potência ativa da usina hidrelétrica conectada na barra b .

Considerando-se o despacho compulsório da Geração Externa bem como os vertimentos turbináveis internalizados nas Metas Energéticas, para a inserção das UHRs na formulação adotou-se um tratamento análogo às hidrelétricas convencionais, ou seja, as UHRs equivalem a um recurso renovável controlável colocado à disposição do sistema. Essa premissa possibilita o acionamento das UHRs sem agregar custos de operação ao sistema, com a ressalva do estado inicial do reservatório superior sempre estar vazio. Logo, não se condiciona a operação do modo bomba aos cenários com excedentes elétricos.

A rigor, o modelo não detecta a necessidade de flexibilidade operativa do sistema, mas sim permite que as UHRs sejam alocadas de forma ótima na operação do mesmo. Dessa forma, a operação das UHRs pelo modelo corresponderia, implicitamente, a uma tomada de decisão do operador mediante qualquer necessidade de *hedge* previamente identificada, independentemente da conjuntura do sistema e cujos benefícios compensariam os custos sistêmicos incorridos. Para cada cenário, a comparação com o resultado obtido pela retirada das UHRs da configuração possibilita mensurar os correspondentes impactos perante o sistema.

O despacho das UHRs é monitorado com base na formulação proposta nos trabalhos de Viola, da Silva e Rider (2017) e Oliveira (2019):

$$E_b^{k-1} + (Puhr_b^k - (1 - \eta) \text{abs}(Puhr_b^k)) t^k = E_b^k \quad \text{para } b = 1, \dots, nb; k = 1, \dots, np \quad (3.7)$$

$$0 \leq E_b^k \leq E_b^{max} \quad (3.8)$$

onde E_b^{k-1} é a energia armazenada no reservatório da UHR conectada na barra b no início do patamar k , sendo $E_b^0 = 0$ um dado de entrada; $Puhr_b^k$ é a geração de potência ativa (modo turbina) ou carga ativa (modo bomba) da UHR conectada na barra b no patamar k ; η é o rendimento do modo bomba ou turbina; t^k é o tempo de duração do patamar k ; E_b^k é a energia armazenada no reservatório da UHR conectada na barra b no final do patamar k ; E_b^{max} é a capacidade máxima de armazenamento de energia no reservatório da UHR conectada na barra b ; np é o número de patamares do horizonte de análise; nb é o número de barras do sistema de transmissão.

Na equação (3.7), valores positivos de $Puhr_b^k$ indicam a operação da UHR no modo bomba e valores negativos no modo turbina, de tal forma que o funcionamento das UHRs é análogo ao de uma bateria com ciclos de carga ou descarga em cada patamar k . A carga consumida do sistema no modo bomba é abatida do rendimento, reduzindo a energia armazenada entregue ao reservatório da usina. A energia retirada do reservatório no modo turbina é abatida do rendimento, reduzindo a potência entregue ao sistema pela usina.

Para cada patamar k o despacho das UHRs não deve ultrapassar os respectivos limites operativos de acordo com a seguinte restrição:

$$-Puhr_b^{max} \leq Puhr_b^k \leq Puhr_b^{max} \quad (3.9)$$

onde $-Puhr_b^{max}$ é a geração máxima de potência ativa no modo turbina da UHR conectada na barra b ; $Puhr_b^k$ é a geração ou carga de potência ativa da UHR conectada na barra b no patamar k ; $Puhr_b^{max}$ é a geração máxima de potência ativa no modo bomba da UHR conectada na barra b .

Levando-se em conta a adoção de um FPO linear, o balanço de potência ativa por barra do sistema é calculado pela seguinte equação:

$$Pgt_b^k + Pghfic_b^k + Pgh_b^k + Pge_b^k - Pd_b^k - Puhr_b^k = P_b^k(\theta) \quad \text{para } b = 1, \dots, nb; k = 1, \dots, np \quad (3.10)$$

onde Pgt_b^k é a geração de potência ativa da usina termelétrica conectada na barra b no patamar k ; $Pghfic_b^k$ é a geração de potência ativa da usina hidrelétrica fictícia conectada na barra b no patamar k ; Pgh_b^k é a geração de potência ativa da usina hidrelétrica conectada na barra b no patamar k ; Pge_b^k é a geração de potência ativa

da Geração Externa conectada na barra b no patamar k ; Pd_b^k é a carga ativa conectada na barra b no patamar k ; $Puhr_b^k$ é a geração de potência ativa (modo turbina) ou carga ativa (modo bomba) da UHR conectada na barra b no patamar k ; $P_b^k(\theta)$ é a injeção líquida de potência ativa na barra b no patamar k ; θ é o ângulo de fase da tensão da barra b ; np é o número de patamares do horizonte de análise; nb é o número de barras do sistema de transmissão.

Os fluxos de potência ativa que circulam nas linhas de transmissão do sistema também são introduzidos no problema, calculados da seguinte forma:

$$f_{ij}^{min} \leq f_{ij}^k \leq f_{ij}^{max} \quad \text{para } i = 1, \dots, nb; j = 1, \dots, nb \quad (3.11)$$

$$f_{ij}^k = \gamma_{ij}(\theta_i^k - \theta_j^k) = \frac{1}{x_{ij}}(\theta_i^k - \theta_j^k) \quad \text{para } i = 1, \dots, nb; j = 1, \dots, nb \quad (3.12)$$

onde f_{ij}^{min} é o fluxo mínimo de potência ativa na linha entre as barras adjacentes i e j ; f_{ij}^{max} é o fluxo máximo de potência ativa na linha entre as barras adjacentes i e j ; f_{ij}^k é o fluxo de potência ativa na linha entre as barras adjacentes i e j no patamar k ; γ_{ij} é a susceptância da linha entre as barras adjacentes i e j ; x_{ij} é a reatância da linha entre as barras adjacentes i e j ; θ_i^k é o ângulo de fase da tensão da barra i no patamar k ; θ_j^k é o ângulo de fase da tensão da barra j no patamar k ; nb é o número de barras do sistema de transmissão.

As equações (3.10) e (3.12) e a restrição (3.11) monitoram o despacho do sistema de tal forma que os valores $P_b^k(\theta)$ devem atender a seguinte condição:

$$\mathbf{P}^k = \mathbf{B}' \boldsymbol{\theta}' \quad (3.13)$$

onde \mathbf{P}^k é a matriz de injeção de potência ativa nas barras no patamar k de dimensão $[nb \times 1]$; \mathbf{B}' é a matriz com os valores de susceptância γ_{ij} das linhas entre barras adjacentes de dimensão $[nb \times nb - 1]$; $\boldsymbol{\theta}'$ é a matriz dos ângulos de fase das tensões das barras θ_b^k para $b = 2, \dots, nb$ de dimensão $[nb - 1 \times 1]$, levando-se em conta que $\theta_1^k = 0$ é o ângulo de fase da tensão especificado para a barra de referência.

Em suma, a formulação proposta para o FPO linear corresponde ao seguinte conjunto de expressões:

a) Função objetivo do FPO linear

$$f.o. = \min \sum_{k=1}^{np} c(x) \quad (3.1)$$

b) Balanço de potência ativa por barra do sistema

$$Pgt_b^k + Pghfic_b^k + Pgh_b^k + Pge_b^k - Pd_b^k - Puhr_b^k = P_b^k(\theta) \quad \text{para } b = 1, \dots, nb; k = 1, \dots, np \quad (3.10)$$

c) Balanço de energia dos reservatórios das UHRs

$$E_b^{k-1} + (Puhr_b^k - (1 - \eta) \text{abs}(Puhr_b^k)) t^k = E_b^k \quad \text{para } b = 1, \dots, nb; k = 1, \dots, np \quad (3.7)$$

d) Limites operativos dos equipamentos do sistema

$$Pgt_b^{min} \leq Pgt_b^k \leq Pgt_b^{max} \quad (3.3)$$

$$Pghfic_b^k \geq 0 \quad (3.4)$$

$$Pgh_b^{min} \leq Pgh_b^k \leq Pgh_b^{max} \quad (3.6)$$

$$0 \leq E_b^k \leq E_b^{max} \quad (3.8)$$

$$-Puhr_b^{max} \leq Puhr_b^k \leq Puhr_b^{max} \quad (3.9)$$

$$f_{ij}^{min} \leq f_{ij}^k \leq f_{ij}^{max} \quad (3.11)$$

e) Limites das Metas Energéticas

$$\sum_{k=1}^{np} Pgh_i^k \cdot t^k \leq M_i \quad \text{para } i = 1, \dots, ng \quad (3.5)$$

A representação das UHRs no FPO linear é materializada pelas adaptações no balanço de potência ativa por barra do sistema (equação 3.10), na inclusão do balanço dos reservatórios das UHRs em termos de energia armazenada (equação 3.7), nos limites operativos das UHRs (restrições 3.8 e 3.9) e nos vertimentos turbináveis adicionados nas Metas Energéticas das usinas hidrelétricas controláveis (restrição 3.5).

As simplificações adotadas na formulação proposta são:

- a) desconsideração da potência reativa;
- b) consideração de perfil plano das magnitudes de tensão das barras (a qual é uma suposição intrínseca do modelo linear da rede);
- c) monitoração dos limites de transmissão ativa adotando-se formulação linearizada;

- d) alocação das metas energéticas em cada patamar k sem considerar o balanço decorrente do acoplamento hidráulico das usinas hidrelétricas de uma mesma cascata
- e) o limite superior da geração de potência ativa das hidrelétricas não considera a relação “queda x vazão” disponível em cada patamar k ;
- f) consideração da geração ativa das termelétricas com valor constante (despacho *flat*) ao longo dos patamares do horizonte de estudo;
- g) adoção de UHRs tipo circuito fechado;
- h) adoção de igual rendimento para os modos bomba e turbina da UHR;
- i) consideração dos reservatórios superior e inferior da UHR com a mesma capacidade útil de armazenamento;
- j) desconsideração de variações de queda na operação das UHRs.

Os dados de entrada da formulação proposta são elencados a seguir:

- a) número de barras do sistema de transmissão;
- b) barras de origem e destino das linhas do sistema de transmissão;
- c) limites de fluxo de potência ativa das linhas de transmissão;
- d) reatâncias das linhas do sistema de transmissão;
- e) número de patamares do horizonte de estudo;
- f) tempo de duração dos patamares do horizonte de estudo;
- g) carga ativa por barra e patamar do horizonte de estudo;
- h) Geração Externa ativa por barra e patamar do horizonte de estudo;
- i) Meta Energética de cada usina hidrelétrica para o horizonte de estudo;
- j) limites de operação das usinas hidrelétricas;
- k) limites de operação das usinas termelétricas;
- l) custos de operação das usinas termelétricas;
- m) custo de operação das usinas hidrelétricas fictícias;
- n) limites de operação das UHRs;
- o) capacidade de armazenamento dos reservatórios das UHRs;
- p) armazenamento inicial dos reservatórios das UHRs;
- q) rendimento dos modos bomba e turbina das UHRs.

As variáveis de otimização da formulação proposta são elencadas a seguir:

- a) geração ativa das termelétricas;

- b) geração ativa das hidrelétricas fictícias para cada patamar do horizonte de estudo;
- c) geração ativa das hidrelétricas para cada patamar do horizonte de estudo;
- d) geração ativa (modo turbina) ou carga ativa (modo bomba) das UHRs para cada patamar do horizonte de estudo;
- e) ângulos das tensões das barras.

O problema descrito pelas expressões (3.1) a (3.13) é solucionado pelo emprego do Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual, tal como proposto em Andriolo (2014).

O Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual transforma as restrições de desigualdade do problema em restrições de igualdade pela incorporação de variáveis de folga, e associa uma função barreira logarítmica à função objetivo. Com isso, pode-se construir uma função Lagrangeana estendida somente com restrições de igualdade e aplicar as condições de Karush-Kuhn-Tucker (condições de otimalidade KKT) a esta função.

As condições de otimalidade KKT formam um sistema de equações não lineares, que é resolvido pelo Método de Newton, a fim de se encontrar a solução do problema de otimização (MONTEIRO, ADLER e RESENDE, 1990; YE, 1997; CAPITANESCU e WEHENKEL, 2013).

4 MODELOS DE ANÁLISE

A implementação da formulação proposta no Capítulo 3 foi realizada a partir de modelos matemáticos disponíveis que permitem a manipulação dos respectivos códigos computacionais para inserção das adaptações relacionadas às UHRs. A pesquisa selecionou dois modelos matemáticos: (i) o primeiro refere-se a um modelo de programação diária elaborado para o subsistema Sul do Sistema Interligado Nacional (SIN) com 33 barras, neste trabalho denominado Modelo 33 Barras; (ii) o segundo refere-se a um modelo que integra estudos energéticos e elétricos para o SIN, neste trabalho denominado Modelo LYNX.

4.1 MODELO 33 BARRAS

Os trabalhos de Almeida (2015) e Moraes et al. (2018) aplicam um FPO multiperíodo a uma malha de transmissão formada por 33 barras proposta por Alves (2007) que reproduz parcialmente o subsistema Sul do SIN. O objetivo inicial do emprego do Modelo 33 Barras era ampliar a familiarização do problema e realizar testes de consistência da formulação proposta no Capítulo 3.

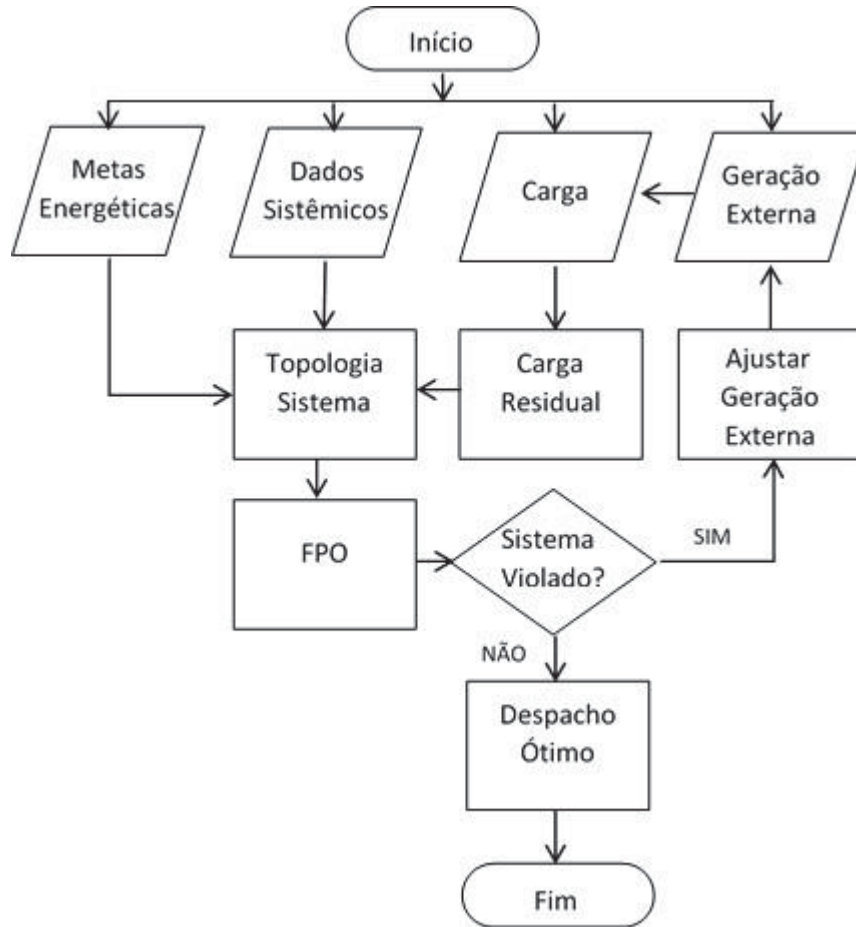
Não obstante, resultados relacionados ao comportamento do sistema frente à diferentes perfis de geração de Fontes Renováveis Variáveis (FRVs) foram selecionados e incorporados na presente pesquisa. A Figura 4.1 fornece uma visão geral do fluxo de processos do modelo com as adaptações adotadas para o presente estudo.

Conforme exposto, as Metas Energéticas, Dados Sistêmicos, Carga e Geração Externa formam o conjunto de dados de entrada elencados no Capítulo 3. As Metas Energéticas são obtidas a partir de estudos energéticos realizados à parte. Em particular, os valores da Carga são inicialmente abatidos da Geração Externa ainda na etapa de entrada de dados, resultando na Carga Residual repassada ao FPO. Tem-se então:

$$Pge_b^k - Pd_b^k = Pdr_{es}_b^k \quad \text{para } b = 1, \dots, nb; k = 1, \dots, np \quad (4.1)$$

onde $Pdres_b^k$ é a Carga Residual ativa na barra b no patamar k . Essa premissa implica em considerar que a Geração Externa tem prioridade de despacho sobre as demais fontes do sistema. Os valores de $Pdres_b^k$ substituem a parcela $(Pge_b^k - Pd_b^k)$ na equação (3.10).

FIGURA 4.1 – VISÃO GERAL DO PROCESSO DE SOLUÇÃO DO MODELO 33 BARRAS



FONTE: O Autor (2018)

O processo Topologia do Sistema organiza os dados de entrada, realizando a representação física da rede elétrica a partir da construção de matrizes de incidência “barra x gerador” e “barra x linha”. A função objetivo utilizada pelo Modelo 33 Barras considera a minimização do custo de operação e das perdas elétricas do sistema, sendo expressa por:

$$f.o. = \min \sum_{k=1}^{np} \{ \sum_{b=1}^{nb} [w_c c(Pgt_b^k) t^k + w_{fic} c(Pghfic_b^k) t^k + w_p (Pgt_b^k + Pgh_b^k - Pdres_b^k - Puhr_b^k)] \} \quad (4.2)$$

onde w_c , w_{fic} e w_p são pesos de ponderação adotados.

A equação (4.2) é incorporada ao FPO linear proposto (expressões 3.3 a 3.11) e a solução do despacho é obtida considerando um horizonte de 24 horas com discretização horária ($np = 24$). Caso as restrições do problema sejam satisfeitas, o despacho ótimo é obtido. Caso contrário, a Geração Externa no sistema deve ser reduzida e uma nova avaliação é realizada, procedendo-se dessa forma até obtenção de uma solução que satisfaça as restrições do problema.

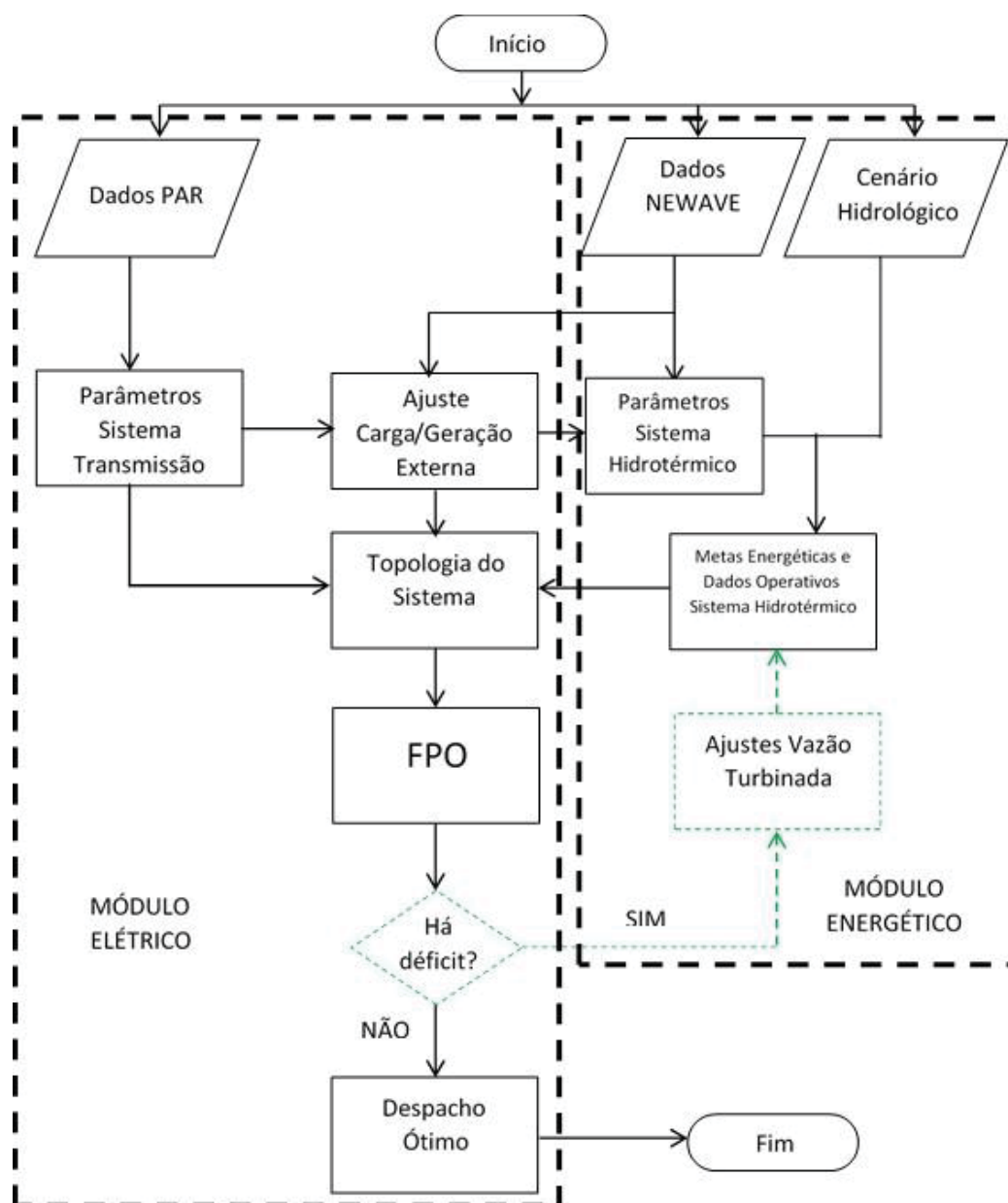
4.2 MODELO LYNX

O Modelo LYNX insere-se como o principal suporte do presente trabalho para análises no SIN, sendo uma ferramenta atualmente em desenvolvimento no âmbito do Projeto LYNX¹³. O objetivo do Modelo LYNX é determinar uma estratégia de operação de um sistema hidrotérmico de grande porte ao mínimo custo operacional (BESSA, 2014). De forma geral, a arquitetura empregada reflete a abordagem usual para problemas deste tipo, sendo composta por dois módulos - energético e elétrico - conforme ilustrado na Figura 4.2.

No módulo energético, o SIN é representado por 5 subsistemas – Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e Itaipu – interligados pelos principais troncos de transmissão que os interconectam (INSTITUTOS LACTEC, 2018a). A configuração das usinas de cada subsistema é definida pelo usuário, bem como os cenários hidrológicos a serem avaliados. Os dados básicos das usinas e interconexões são extraídos automaticamente dos arquivos do modelo NEWAVE (CEPEL, 2018a), utilizado oficialmente pelo setor elétrico para o planejamento da operação.

¹³ O Projeto LYNX corresponde ao Projeto PD 6491-0307/2013 – LYNX – Otimização em Larga Escala Aplicada ao Despacho Hidrotérmico Brasileiro: Modelos Hierárquicos de Operação e Planejamento em Médio e Curto Prazos com Integração de Energia e Potência, compreendido pelo Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica da Agência Nacional de Energia Elétrica.

FIGURA 4.2 – VISAO GERAL DO PROCESSO DE SOLUÇÃO DO MODELO LYNX



FONTE: O Autor (2019)

A carga e Geração Externa de cada subsistema são obtidas a partir de um processo de ajuste envolvendo os dados do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) – estudos efetuados pelo ONS que representam toda a rede elétrica do SIN – e do modelo NEWAVE (INSTITUTOS LACTEC, 2019b). Este processamento objetiva assegurar o emprego de uma mesma base de dados de carga e Geração Externa nos módulos energético e elétrico.

No módulo energético, a carga é abatida da Geração Externa sendo considerada nas análises a carga residual resultante. Para cada cenário hidrológico, a partir da representação individualizada das usinas e um único patamar de carga residual, os resultados principais são materializados pelas Metas Energéticas, custos marginais de operação e intercâmbios entre subsistemas para um horizonte de 60 meses.

Destaca-se que as Metas Energéticas de cada usina hidrelétrica são censuradas em termos da respectiva vazão turbinada máxima (ou vazão de referência). A censura da Meta Energética devido ao limite do gerador da usina hidrelétrica é considerada somente no módulo elétrico.

Os excedentes elétricos (vertimentos turbináveis) das usinas hidrelétricas não são computados pelo módulo energético, sendo informados somente os valores de vazão vertida e vazão turbinada. De forma simplificada, a inclusão dos vertimentos turbináveis nas Metas Energéticas é sugerida por meio da seguinte manipulação de dados:

$$PQT_{i,j} = \text{Mínimo}[(QV_{i,j} + QT_{i,j}); QTmax_{i,j}] \quad \text{para } i = 1, \dots, ng; j = 1, \dots, m \quad (4.3)$$

$$Exc_{i,j} = \left[\frac{PQT_{i,j}}{QT_{i,j}} - 1 \right] GH_{i,j} \quad \text{para } i = 1, \dots, ng; j = 1, \dots, m \quad (4.4)$$

$$M_{i,j} = GH_{i,j} + Exc_{i,j} \quad \text{para } i = 1, \dots, ng; j = 1, \dots, m \quad (4.5)$$

onde $PQT_{i,j}$ é a possível vazão turbinada da usina i no mês j ; $QV_{i,j}$ é a vazão vertida da usina i no mês j ; $QT_{i,j}$ é a vazão turbinada da usina i no mês j ; $QTmax_{i,j}$ é a vazão turbinada máxima (vazão de referência) da usina i no mês j ; $Exc_{i,j}$ é o excedente elétrico da usina i no mês j ; $GH_{i,j}$ é a geração da usina i no mês j ; $M_{i,j}$ é a Meta Energética da usina i no mês j ; ng é o número de usinas hidrelétricas; m é o número total de meses.

No módulo elétrico, um FPO avalia as Metas Energéticas de cada mês propostas pelo módulo energético para um horizonte de três patamares ($np = 3$), denominados Carga Leve, Carga Média e Carga Pesada (INSTITUTOS LACTEC, 2018b; 2019a). O processo é iniciado por uma varredura automatizada de edições do PAR armazenando as informações do sistema elétrico necessárias ao FPO em um banco de dados dedicado ao Modelo LYNX.

Os valores de carga e Geração Externa ativa por patamar alocados nas barras também são ajustados seguindo o perfil de modulação identificado nos dados do módulo energético. Para fixar os valores de Geração Externa em cada patamar, os limites mínimo e máximo de operação de cada usina não despachada centralizadamente assumem o respectivo valor da geração de potência ativa resultante do processo de ajuste.

As informações retidas no banco de dados são organizadas por rotinas computacionais que agrupam os tipos de barras (carga ou geração), subsistemas a que pertencem e linhas de intercâmbio (barras de origem e destino) traduzindo a topologia do sistema para a estrutura de matrizes utilizada no FPO. Uma interface entre os módulos identifica no sistema de transmissão a posição das usinas avaliadas no módulo energético, repassando as respectivas Metas Energéticas, limites operativos e custos de operação.

A função objetivo utilizada no módulo elétrico considera a minimização do custo de operação e das perdas elétricas do sistema e a maximização das variáveis de folga dos limites de intercâmbio de linhas monitoradas, expressa por:

$$f.o. = \min \sum_{k=1}^{np} \{ \sum_{b=1}^{nb} [w_c c(Pgt_b^k) t^k + w_{fic} c(Pghfic_b^k) t^k + w_p (Pgt_b^k + Pgh_b^k - Pdres_b^k - Puhr_b^k)] - w_{fluxo} (\sum_{j \in \text{linhas monitoradas}} (sflmin_j^k + sflmax_j^k)) \} \quad (4.6)$$

onde w_c , w_{fic} , w_p e w_{fluxo} são pesos de ponderação adotados; $sflmin_j^k$ e $sflmax_j^k$ são as variáveis de folga dos limites de intercâmbio em cada patamar k . A consideração do critério habilitado por w_{fluxo} tem por objetivo minimizar o fluxo de transmissão através das linhas de intercâmbio monitoradas.

A equação (4.6) é incorporada ao FPO linear proposto (expressões 3.3 a 3.11) e caso não ocorra violação das restrições do problema, o despacho ótimo é obtido. Apesar do Modelo LYNX trabalhar em escala mensal de tempo e a premissa para as UHRs considerar ciclos diários, assume-se a hipótese de que os padrões de operação mensal e diário – em MW médio – são equivalentes.

Destaca-se que as usinas a fio d'água sem regularização de vazão a montante têm um tratamento diferenciado no Modelo LYNX. No módulo energético, a geração prevista destas usinas abate preliminarmente a carga do sistema, sendo então

retiradas do processo de otimização. No módulo elétrico, as Metas Energéticas correspondentes são despachadas mantendo-se constante a geração de potência ativa em todos os patamares (despacho *flat*).

O Modelo LYNX também prevê um processo de realimentação do módulo energético para ajustes das Metas Energéticas quando o FPO identificar cortes de carga. Esta etapa está descartada no presente trabalho.

5 ESTUDOS DE CASO

A partir dos modelos matemáticos discutidos no Capítulo 4, estudos de caso foram elaborados procurando preservar uma mesma estrutura de análise, evidentemente não totalmente idênticas em função das especificidades intrínsecas de cada modelo.

Em comum às análises, a Meta Energética total do sistema foi representada pelo Fator de Capacidade (FC) dado por:

$$FC = \frac{\sum_{i=1}^{ng} M_i}{\sum_{i=1}^{ng} Pgh_i^{max}} \quad (5.1)$$

onde M_i é a Meta Energética definida para a usina i ; Pgh_i^{max} é a geração máxima de potência ativa da usina hidrelétrica i ; ng é o número de usinas hidrelétricas da configuração de referência.

Quanto maior o valor do FC , maior a Meta Energética total colocada à disposição do sistema. O valor do FC também fornece uma medida de sensibilidade em relação à condição hidrológica em que o sistema se encontra.

A sinergia das UHRs com o sistema foi avaliada levando-se em conta o índice i_p calculado por:

$$i_p = \frac{R_{uhr}}{R} \quad (5.2)$$

onde i_p indica a variação do desempenho de um parâmetro p ; R_{uhr} é o resultado obtido com as UHRs na configuração do sistema e R é o resultado obtido sem as UHRs na configuração do sistema.

Valores de $i_p = 1$ significam que o parâmetro não sofreu alteração com o despacho das UHRs. Valores de $i_p > 1$ significam que o parâmetro sofreu um aumento devido à operação das UHRs. Valores de $i_p < 1$ significam que o parâmetro sofreu uma redução devido à operação das UHRs. Os seguintes parâmetros do sistema foram considerados:

- a) absorção de Geração Externa (i_{GE}), motivado pelo fato de que as Fontes Renováveis Variáveis (FRVs) representam o elemento que estimula o

tema nos sistemas em geral e se trata de uma percepção em aberto para o Sistema Interligado Nacional (SIN);

- b) captura da Meta Energética total (i_{meta}), motivado pelo fato de que as hidrelétricas caracterizam o SIN e respondem por grande parcela de excedentes elétricos;
- c) custo de operação do sistema (i_{custo}), pois o estudo expande a operação das UHRs para os cenários hidrológicos desfavoráveis.

5.1 ESTUDO COM O MODELO 33 BARRAS

O sistema teste adotado no estudo de caso com o Modelo 33 Barras reproduz parcialmente o subsistema Sul do SIN. A configuração hidrelétrica é formada por usinas do rio Iguaçu [Foz do Areia (GBM), Segredo (SGD), Salto Santiago (STG), Salto Osório (SOS) e Salto Caxias (SCX)] e do rio Uruguai [Machadinho (MCH) e Itá (ITA)], conforme ilustrado na Figura 5.1. Ambas as cascatas são regularizadas por reservatórios nas cabeceiras, o que confere flexibilidade operativa ao sistema. Os dados básicos das usinas hidrelétricas podem ser consultados em EPE (2015b).

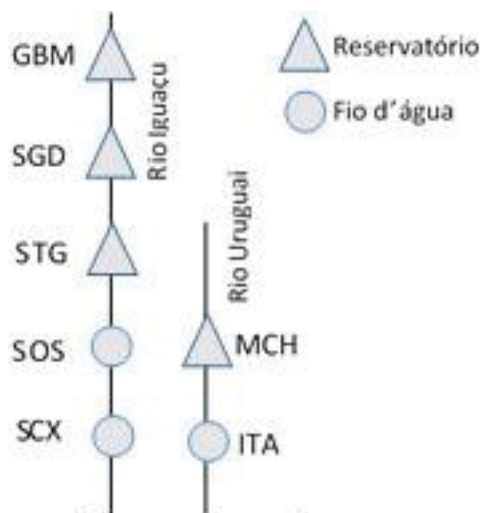
As Metas Energéticas foram obtidas a partir de um estudo energético para cálculo da Energia Firme¹⁴ da configuração hidrelétrica adotada, utilizando um modelo de simulação individualizada desenvolvido por Eletrobrás (2014). Este tipo de estudo tem um caráter determinístico, maximizando a produção das usinas para a série histórica de vazões naturais afluentes. O histórico de vazões utilizado corresponde ao período de janeiro/1931 a dezembro/2015.

Foram selecionados os resultados relativos às hidrologias de fevereiro/1941, maio/1941, agosto/1945 e julho/1988, compondo quatro cenários de Metas Energéticas consideradas abrangentes para o escopo do estudo. A Tabela 5.1 sintetiza os dados das hidrelétricas necessários ao estudo do FPO. Os limites mínimos

¹⁴ A Energia Firme de um sistema hidrelétrico corresponde à energia média produzida no período hidrológico crítico. Entende-se por período hidrológico crítico o período do histórico de vazões em que os reservatórios do sistema, partido do seu volume máximo, são plenamente esvaziados sem reenchimentos totais intermediários e sem a ocorrência de déficits no atendimento à carga.

de cada usina hidrelétrica (P_{gh}^{min}) foram estimados levando-se em conta a geração calculada para os respectivos valores da vazão mínima defluente e da queda média resultante das simulações energéticas.

FIGURA 5.1 – CONFIGURAÇÃO HIDRELÉTRICA – MODELO 33 BARRAS



FONTE: O Autor (2018)

TABELA 5.1 – DADOS DAS HIDRELÉTRICAS

Usina	Número da Barra	Limites Operativos (MW)		Metas Energéticas (MW médio)			
		P_{gh}^{max}	P_{gh}^{min}	FC=20% (ago/1945)	FC=40% (jul/1988)	FC=60% (mai/1941)	FC=80% (fev/1941)
GBM	1	1676	96	232	479	521	1316
SGD	3	1260	84	294	496	559	999
STG	17	1420	115	298	655	782	1317
SOS	16	1104	74	235	453	521	1059
SCX	2	1240	118	296	536	660	1193
MCH	15	1140	100	200	445	1109	668
ITA	14	1450	138	303	643	1408	952
Total		9290	725	1858	3707	5559	7504

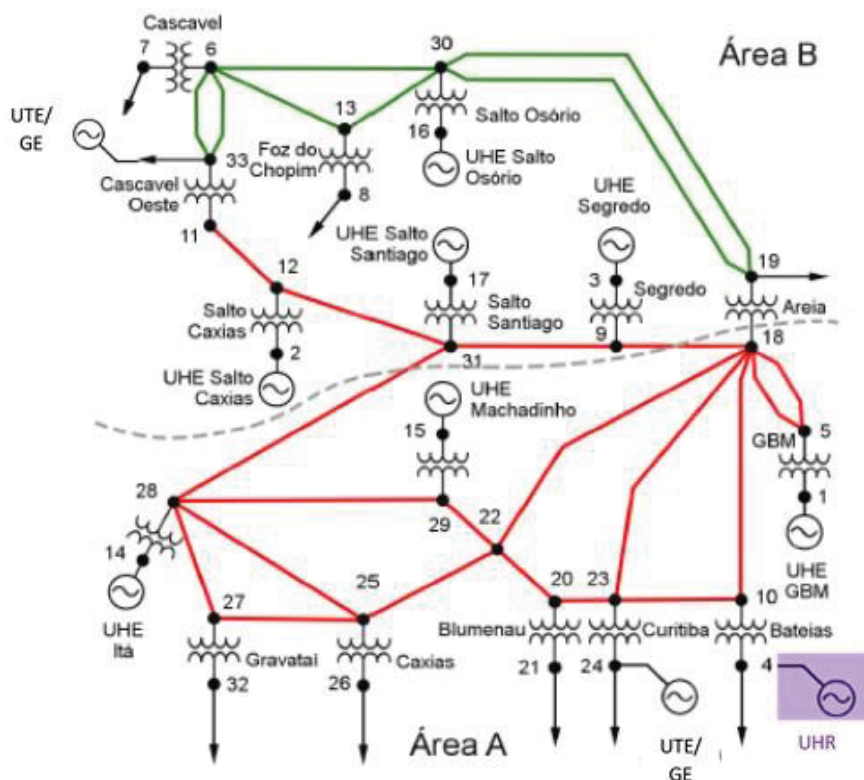
FONTE: O Autor (2018)

A malha de transmissão do sistema teste é formada por 33 barras, 16 subestações (representados como transformadores em paralelo), 9 barras de carga e 71 linhas, ilustrada na Figura 5.2. Os dados de entrada detalhados do sistema de transmissão necessários ao FPO podem ser consultados no Apêndice 1.

Duas termelétricas (UTE) com limites $P_{gt}^{max} = 2000$ MW e $P_{gt}^{min} = 0$ MW cada foram incluídas na configuração do sistema (barras 24 e 33).

Uma UHR foi incluída na configuração do sistema (barra 4), levando-se em conta a proximidade a locais com topografia favorável para projetos desta natureza. Os limites operativos adotados foram $-P_{uhr}^{max} = -250$ MW (modo turbina) e $P_{uhr}^{max} = +250$ MW (modo bomba), com rendimento $\eta = 90\%$ em cada modo operativo, significando um rendimento global de 81%. A capacidade de armazenamento adotada foi de 1.375 MWh, equivalente a um período de 5 horas de operação no modo turbina à plena potência, sendo considerado nulo o armazenamento inicial do reservatório superior.

FIGURA 5.2 – TOPOLOGIA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO – MODELO 33 BARRAS



FONTE: O Autor (2018), adaptado de Almeida (2015)

A carga ativa do sistema totaliza 4.800 MW médio (115.200 MWh), equivalente à Meta Energética com FC=50% obtida no estudo energético. A carga foi distribuída nas barras conforme Tabela 5.2. A modulação da carga ao longo dos patamares ($n_p = 24$) foi calculada aplicando-se os índices apresentados na Figura 5.3, obtendo-se de maneira simplificada um perfil de carga para cada barra.

Dois cenários para a Geração Externa (GE) disponível no sistema foram adotados, correspondentes a 30% e 63% da carga total, conforme Tabela 5.2. O cenário com GE 63% equivale ao despacho termelétrico obtido em uma simulação preliminar do FPO para $FC = 20\%$ e participação nula de FRVs.

A Geração Externa foi alocada nas mesmas barras das termelétricas, sugerindo manter a malha elétrica sujeita a condições similares em um gradual processo de substituição de fontes de combustíveis fósseis.

TABELA 5.2 – DADOS DE CARGA ATIVA E CENÁRIOS DE GE (MW médio)

Barra	Número da Barra	Carga Ativa	GE 30%	GE 63%
Bateias	4	600		
Curitiba	24	800	800	1670
Caxias	26	700		
Gravataí	32	1000		
Blumenau	21	900		
Areia	19	200		
Cascavel Oeste	33	400	650	1350
Cascavel	7	100		
Foz do Chopim	8	100		
Total		4800	1450	3020

FONTE: O Autor (2018)

A modulação da Geração Externa ao longo dos patamares foi calculada aplicando-se os índices apresentados na Figura 5.3, obtendo-se de maneira simplificada um perfil da Geração Externa nas barras. Foram propostas três possibilidades de modulação para cada cenário de Geração Externa, levando-se em conta a aderência entre os perfis de Geração Externa e de carga expressa pelo coeficiente de correlação de Pearson (r):

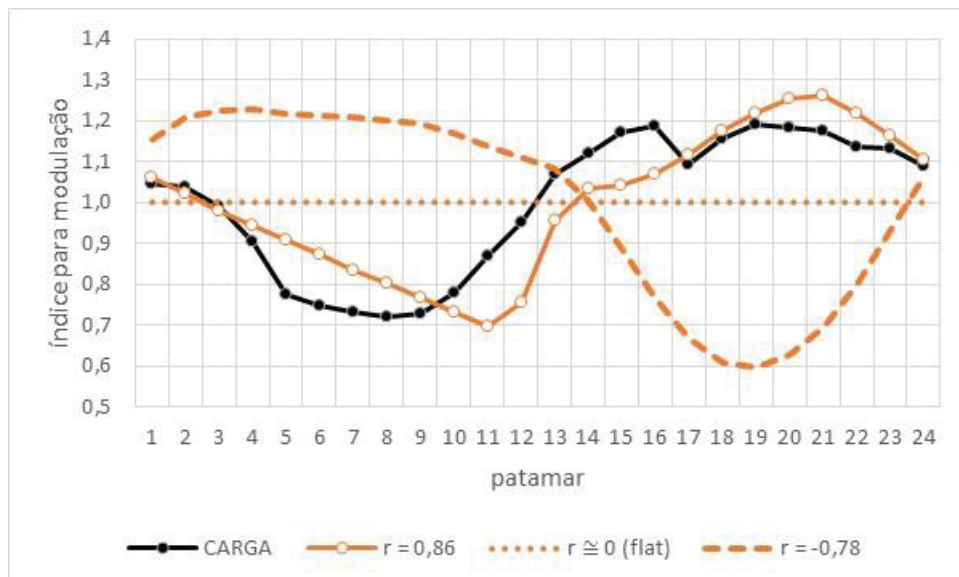
- perfil de GE aderente em relação à carga ($r = 0,86$);
- perfil de GE *flat* ($r \cong 0$).
- perfil de GE não aderente em relação à carga ($r = -0,78$).

A ideia de propor perfis de Geração Externa variados foi a de capturar o impacto de diferentes composições de FRVs no sistema.

Na função objetivo da equação (4.2), os valores dos pesos adotados foram $w_c = 10$, $w_{fic} = 1$, $w_p = 10$. Estes pesos são frutos de estudos realizados com base em Lachovicz et al. (2020), utilizando técnicas de Matriz Esforço versus Impacto para escolher adequadamente os valores para o sistema elétrico sob análise.

As funções de custo de operação adotadas, em (\$/h), são: $c(Pgt_b^k) = 0,5(Pgt_b^k)^2$ para as termelétricas; $c(Pghfic_b^k) = 1.000 Pghfic_b^k$ para as hidrelétricas fictícias. A duração t de cada patamar é de 1 hora. A potência-base dos valores de geração e carga empregados nas simulações é 100 MVA = 1 pu.

FIGURA 5.3 – ÍNDICES APLICADOS PARA MODULAÇÃO DA CARGA E GE

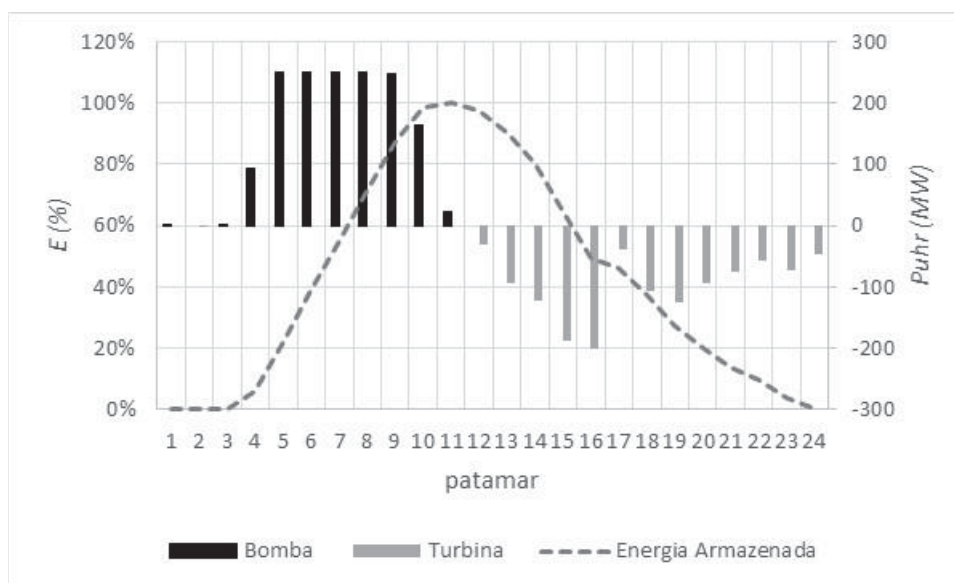


FONTE: O Autor (2018)

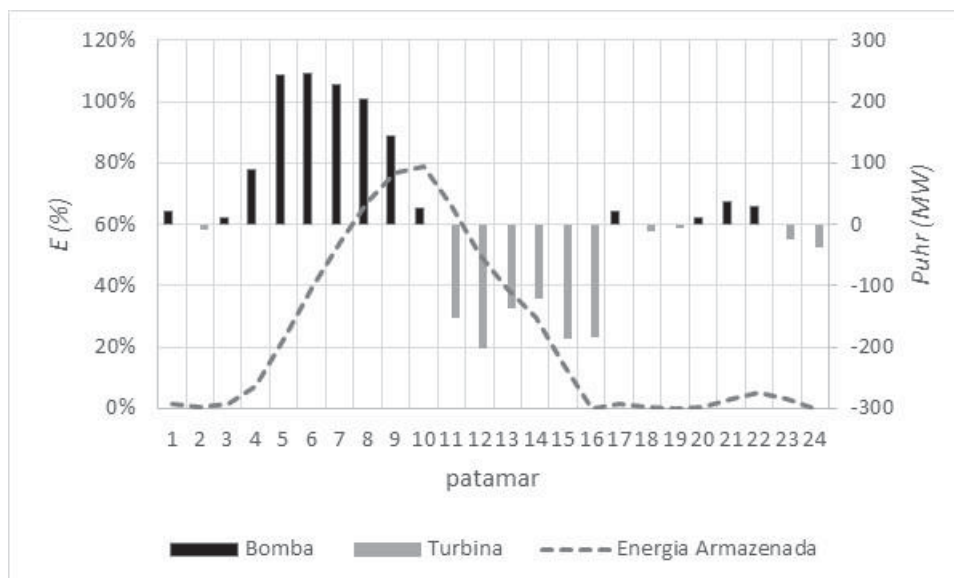
5.1.1 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O padrão de operação da UHR para os cenários simulados são apresentados nas Figuras 5.4 a 5.6.

FIGURA 5.4 – PADRÃO DA OPERAÇÃO DA UHR PARA CENÁRIOS COM $r = 0,86$

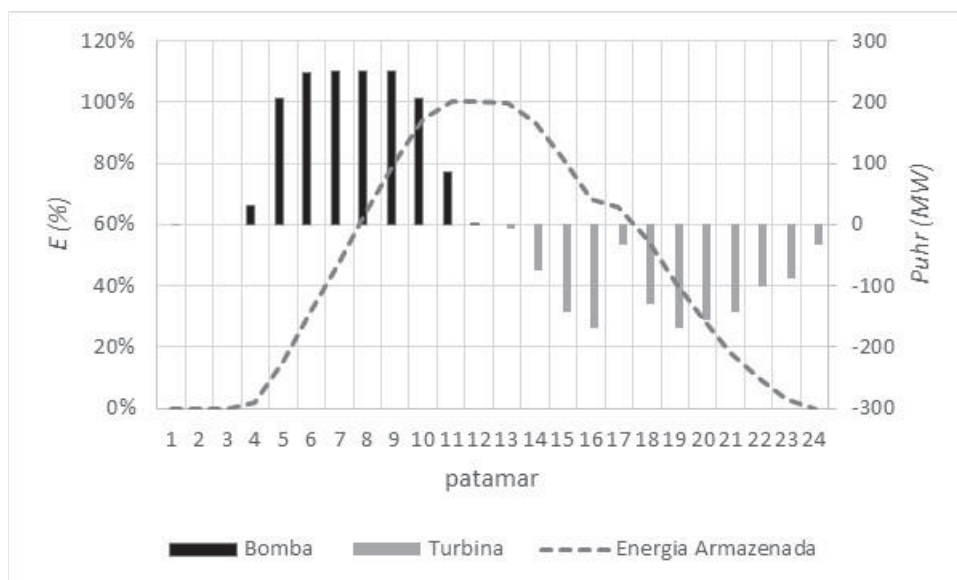


GE 30%

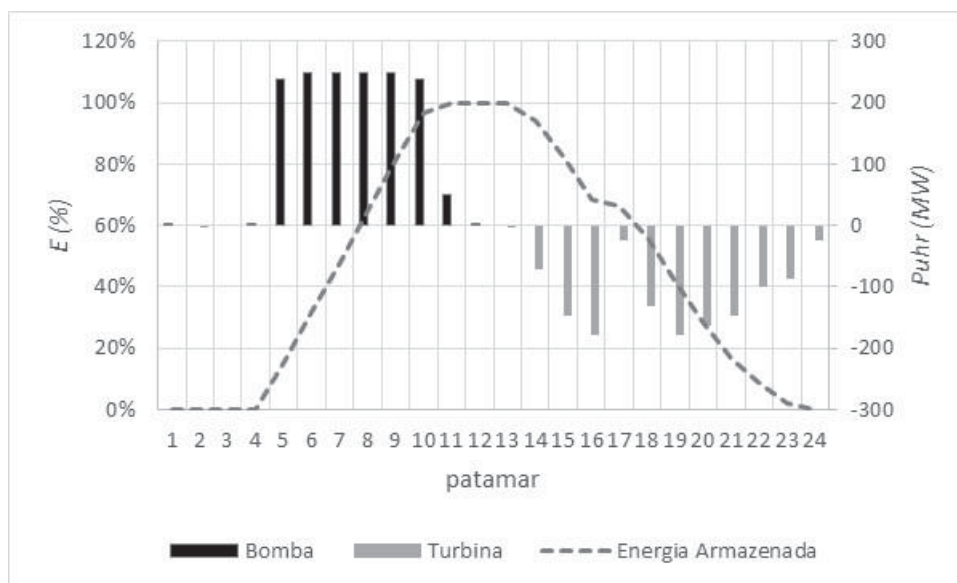


GE 63%

FONTE: O Autor (2018)

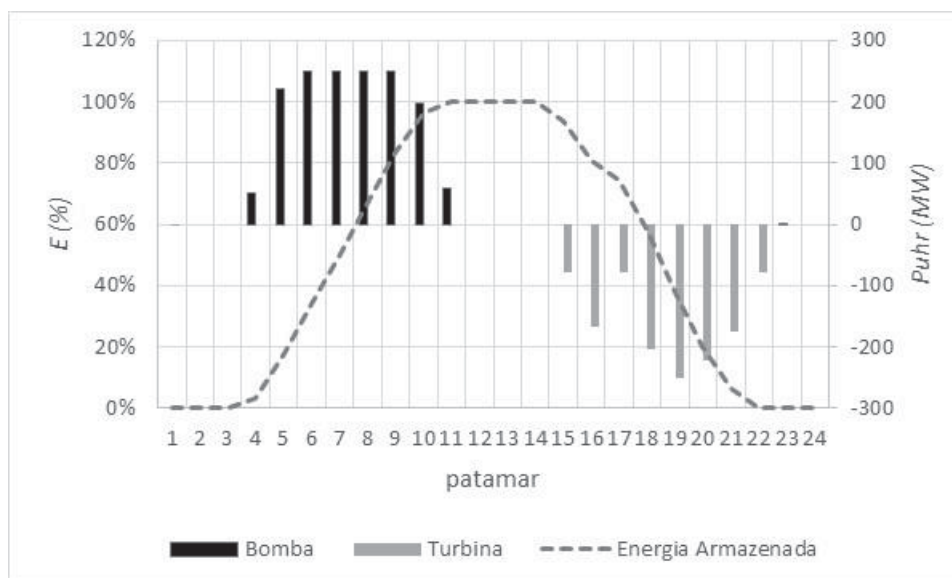
FIGURA 5.5 – PADRÃO DA OPERAÇÃO DA UHR PARA CENÁRIOS COM $r \cong 0$ 

GE 30%

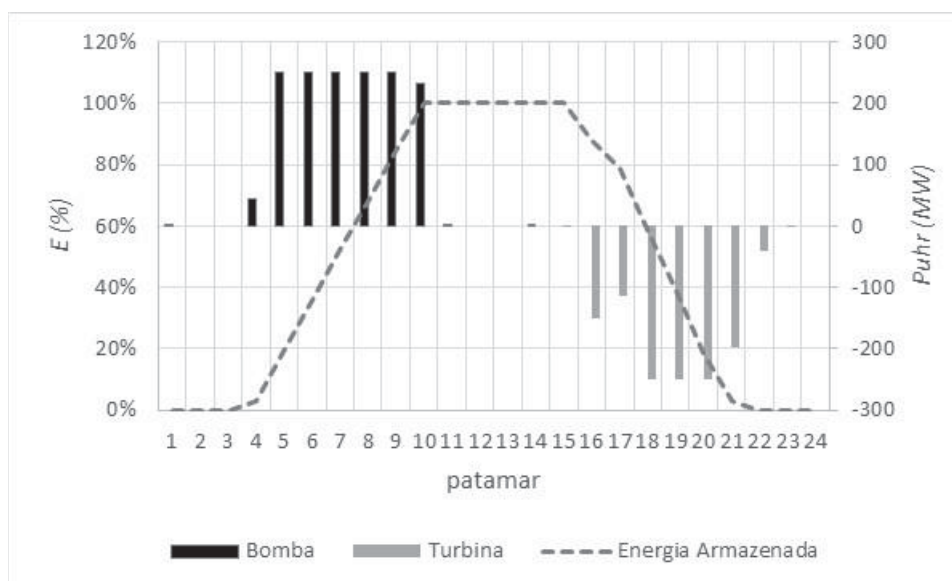


GE 63%

FONTE: O Autor (2018)

FIGURA 5.6 – PADRÃO DA OPERAÇÃO DA UHR PARA CENÁRIOS COM $r = -0,78$ 

GE 30%



GE 63%

FONTE: O Autor (2018)

De forma geral, o padrão de operação da UHR no modo bomba em todos os cenários resultou semelhante, com sutis alterações em função da aderência entre os perfis de contribuição da Geração Externa e carga. O processo de enchimento do reservatório superior tendeu a ser uniforme e concentrado nos patamares de menor carga.

A operação no modo turbina tendeu a realizar o seguimento da curva de carga residual, sofrendo maior influência do perfil de contribuição da Geração Externa. Quanto menor a aderência entre os perfis de Geração Externa e carga, mais retardado o início do esvaziamento do reservatório superior, deslocando a operação do modo turbina para os patamares de maior carga.

A maior alteração na dinâmica de operação da UHR foi verificada para o cenário com perfis aderentes e participação elevada da Geração Externa - GE 63% na Figura 5.4 - indicando a necessidade de menor capacidade de armazenamento em relação aos demais cenários e ciclos de bombeamento e geração intercalados nos patamares de maior carga.

Os reflexos da operação da UHR no sistema para os cenários simulados são apresentados na Tabela 5.3.

TABELA 5.3 – RESULTADOS DE i_p PARA CENÁRIOS SIMULADOS

(continua)					
r	GE	FC	i_{GE}	i_{meta}	i_{custo}
$r = 0,86$	GE 30%	20%	1,000	1,000	1,015
		40%	1,000	1,004	1,027
		60%	1,000	1,003	1,024
		80%	1,000	1,003	1,023
	GE 63%	20%	1,000	1,006	1,033
		40%	1,000	1,002	1,000
		60%	1,000	1,002	1,000
		80%	1,000	1,002	1,000
$r \cong 0$	GE 30%	20%	3,333	1,000	0,365
		40%	1,000	1,004	1,026
		60%	1,000	1,035	1,024
		80%	1,000	1,005	1,022
	GE 63%	20%	5,216	1,000	0,000
		40%	1,111	0,866	0,000
		60%	1,111	0,872	1,000
		80%	1,111	0,866	1,000

TABELA 5.3 – RESULTADOS DE i_p PARA CENÁRIOS SIMULADOS
(conclusão)

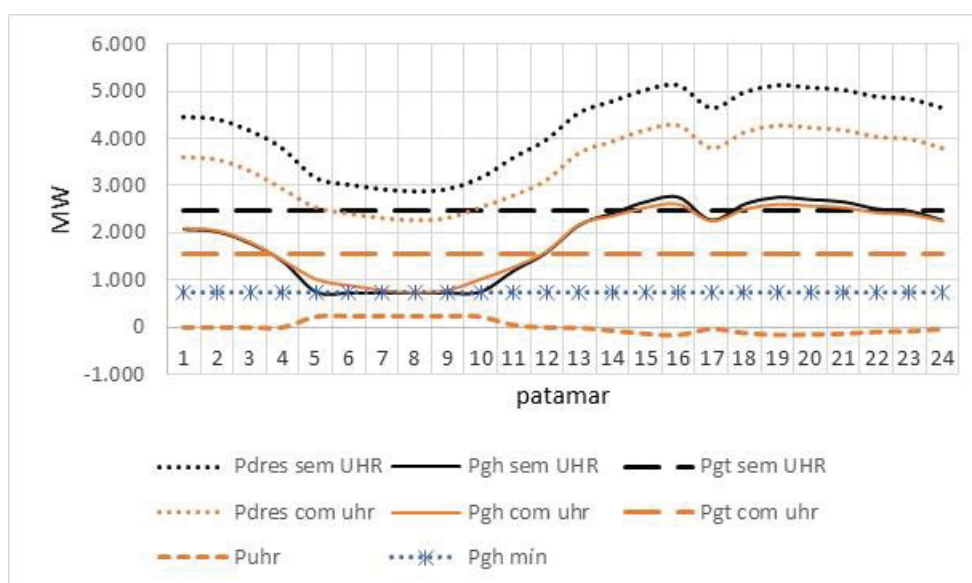
r	GE	FC	i_{GE}	i_{meta}	i_{custo}
$r = -0,78$	GE 30%	20%	2,000	1,000	0,796
		40%	1,000	1,033	1,024
		60%	1,000	1,003	1,032
		80%	1,000	1,003	1,025
	GE 63%	20%	2,086	1,000	0,876
		40%	1,063	0,938	1,000
		60%	1,214	0,854	0,000
		80%	1,214	0,852	0,000

FONTE: O Autor (2018)

No tocante à capacidade de absorção de Geração Externa, nota-se a influência exercida pela correlação entre os perfis de Geração Externa e carga. Para perfis bem correlacionados ($r = 0,86$), ocorreu total absorção da Geração Externa disponível sem a necessidade de armazenamento adicional no sistema ($i_{GE} = 1$), resultados aderentes aos sugeridos por De Jong et al. (2016, 2017), Barbosa et al. (2016), Schmidt et al. (2016a, 2016b) e Oliveira, Schaefer e Szklo (2017).

A colaboração da UHR minimizando a rejeição da Geração Externa mostrou-se presente nos cenários com $i_{GE} > 1$, conforme exemplificado na Figura 5.7 para o cenário $r \cong 0$ com GE 30% e hidrologia crítica ($FC = 20\%$).

FIGURA 5.7 – OPERAÇÃO DO SISTEMA NO CENÁRIO $r \cong 0$ PARA GE 30% E $FC = 20\%$



FONTE: O Autor (2018)

Observa-se que, na situação sem UHR, o perfil da geração hidrelétrica total (P_{gh}) atingiu o limite operativo mínimo entre os patamares 5 e 10. A satisfação desta restrição exigiu o corte da Geração Externa para elevar a carga residual total (P_{dres}). Na situação com UHR, a operação no modo bomba (P_{uhr}) elevou a demanda criando condições para evitar a rejeição da Geração Externa disponível e atender a geração hidrelétrica total mínima (nesta situação o perfil de P_{gh} total tangenciou o limite operativo mínimo). Consequentemente, ocorreu o deslocamento da geração termelétrica total (P_{gt}) em relação à situação sem UHR. Este comportamento mostrou-se aderente ao reportado por Miranda et al. (2017).

Para o cenário $r \cong 0$, o limite de Geração Externa para não requerer medidas de armazenamento adicional resultou igual a 12% em relação à carga média (ou 19% da Geração Externa disponível) para $FC = 20\%$ e 56% em relação à carga média (ou 90% da Geração Externa disponível) para $FC \geq 40\%$.

Para o cenário $r = -0,78$, o limite de Geração Externa para não requerer medidas de armazenamento adicional resultou igual a 3% em relação à carga média (ou 5% da Geração Externa disponível) para $FC = 20\%$ e a 44% em relação à carga média (ou 70% da Geração Externa disponível) para $FC \geq 40\%$. Adicionalmente, não obstante $i_{GE} > 1$, cortes da Geração Externa disponível também foram necessários com a UHR na configuração do sistema. Levando-se em conta hidrologias críticas, a absorção de 100% da Geração Externa disponível seria possível aumentando-se a potência e capacidade de armazenamento da UHR de 250 MW;1.375 MWh para 950 MW;5.540 MWh.

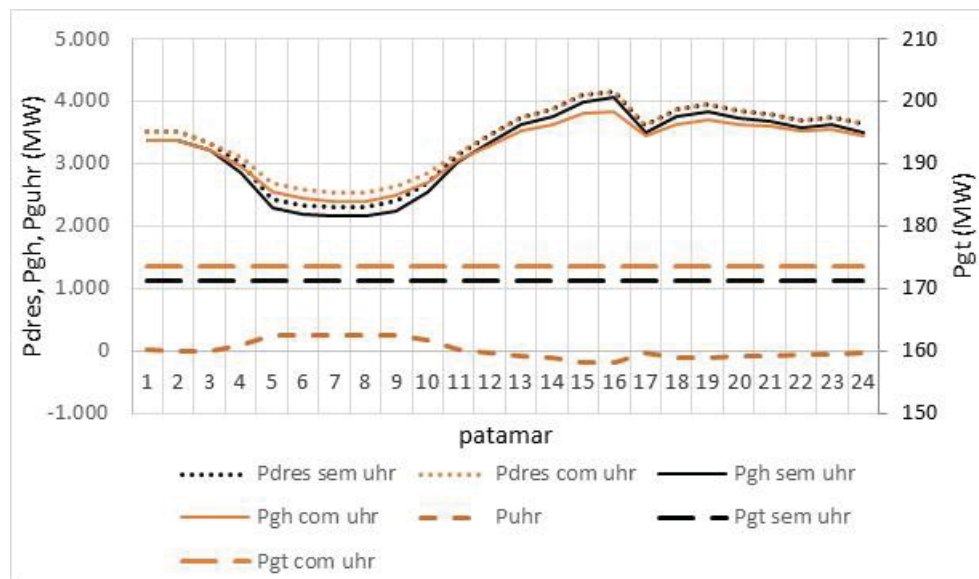
A captura das Metas Energéticas (i_{meta}) também variou conforme os cenários da correlação entre os perfis de Geração Externa e carga. Naturalmente, nos cenários em que a UHR evitou a rejeição da Geração Externa disponível, as Metas Energéticas foram resguardadas reduzindo a pressão sobre os recursos hídricos para geração de energia - resultado aderente com Soares et al. (2017)¹⁵. Assim, nos cenários com

¹⁵ Ressalta-se que, no presente estudo de caso, as Metas Energéticas refletem um potencial máximo de produção de energia e são dissociadas de uma política de operação específica para o sistema teste, justificando os valores de $i_{meta} < 1$.

$i_{\text{custo}} \leq 1$, a geração hidrelétrica supriu a operação da UHR e o despacho termelétrico para a configuração sem UHR foi reduzido ou eliminado.

No entanto, cenários com índices $i_{\text{meta}} > 1$, também apresentaram índices $i_{\text{custo}} > 1$. Isto significa que, apesar dos vertimentos turbináveis disponíveis serem suficientes para suprir a demanda adicional da UHR e a capacidade de fluxo das linhas não terem alcançado os limites máximos, foram parcialmente absorvidos provocando a elevação do custo operacional do sistema em até 3,3% conforme o caso. Este comportamento foi influenciado pela consideração das perdas elétricas na função objetivo, porém o despacho termelétrico incremental não resultou significativo. Na Figura 5.8 o comportamento do sistema nestes casos é ilustrado pela análise do cenário $r = 0,86$ com GE 30% e $FC = 40\%$.

FIGURA 5.8 – OPERAÇÃO DO SISTEMA NO CENÁRIO $r = 0,86$ COM GE 30% E $FC = 40\%$



FONTE: O Autor (2018)

Observa-se que, na situação sem UHR, a geração hidrelétrica total (P_{gh}) realizou o acompanhamento da carga residual total (P_{dres}) e foi complementada pelo despacho termelétrico total (P_{gt}). Na situação com UHR, a operação da UHR (P_{uhr}) provocou o aumento da carga residual entre os patamares 4 a 11, decorrente do modo bomba para enchimento do reservatório superior.

A energia armazenada na UHR, descontado o rendimento do processo, retornou ao sistema nos períodos seguintes via modo turbina. A geração hidrelétrica despachada utilizou uma maior parcela da Meta Energética disponível ($i_{\text{meta}} > 1$) e com modulação alterada em relação à situação sem UHR. Porém, o acréscimo de carga residual foi parcialmente suprido pelo excedente hidrelétrico, aumentando o despacho termelétrico em 2 MW em relação à situação sem UHR.

5.2 ESTUDO COM O MODELO LYNX

O estudo de caso com o Modelo LYNX utilizou o sistema teste para análises do SIN adotado pelo grupo de pesquisa do Projeto LYNX¹⁶. Tendo em vista se tratar de uma ferramenta atualmente em desenvolvimento e ainda não publicada, os dados básicos da configuração do sistema teste não são detalhados no presente documento, sendo oferecida somente uma visão geral das principais características do mesmo como suporte para compreensão do presente trabalho.

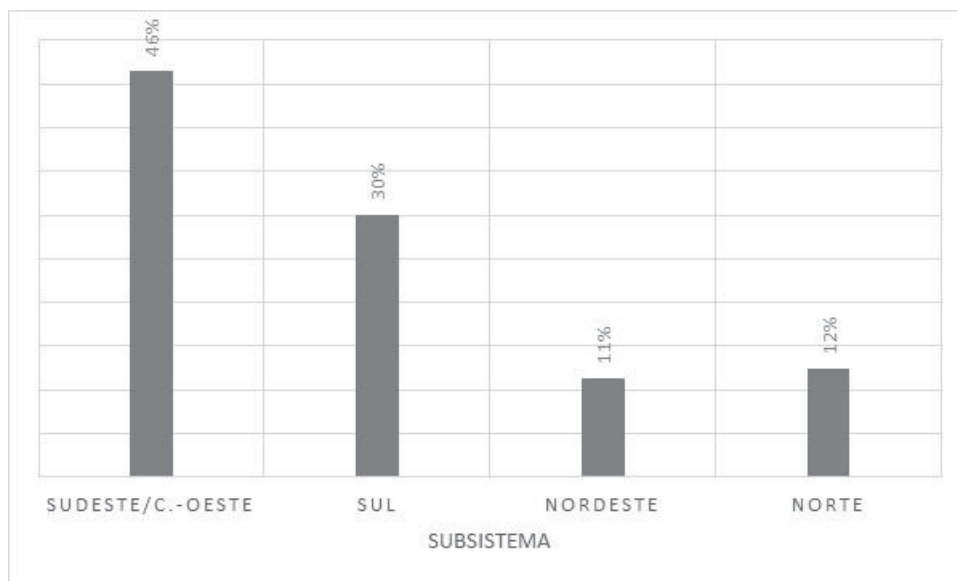
A configuração hidrelétrica é formada por 141 usinas operadas centralizadamente pelo ONS, totalizando 96.003 MW de capacidade instalada. Destas, 30 usinas - perfazendo 12.651 MW - possuem reservatório a fio d'água sem regularização a montante. A distribuição da capacidade instalada das hidrelétricas concentra-se nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, conforme ilustrado na Figura 5.9 (a hidrelétrica de Itaipu está computada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste).

A configuração termelétrica é formada por 101 usinas operadas centralizadamente pelo ONS, totalizando 18.364 MW de capacidade instalada. Os requisitos de inflexibilidade das termelétricas implicam em uma geração mínima total de 3.978 MW médio. Na Figura 5.10 ilustra-se o desenho das funções dos custos de operação das termelétricas por subsistema. Observa-se que a configuração do subsistema Sudeste/Centro-Oeste retém a maior parcela da capacidade instalada e apresenta uma escalada de custos mais branda em relação aos demais subsistemas.

¹⁶ MARCÍLIO, DÉBORA C.; LACHOVICZ, FELIPE JOSÉ. Reuniões sobre os módulos energético e elétrico do modelo LYNX. Institutos LACTEC. Curitiba, 16/10/2019, 28/10/2019 e 20/12/2019.

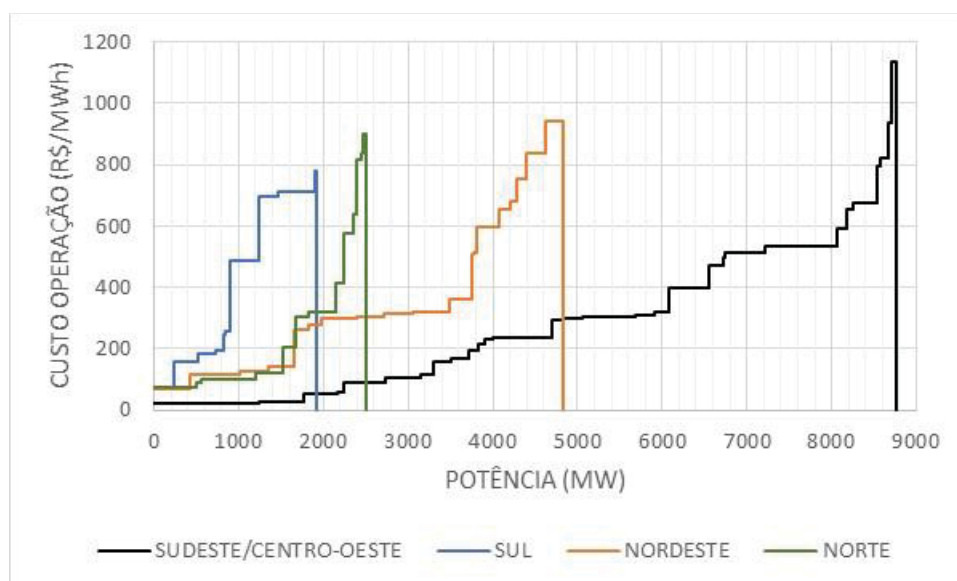
A relação das usinas do sistema hidrotérmico do sistema teste é apresentada no Apêndice 2, sendo mantida constante em todo o horizonte de estudo (configuração estática).

FIGURA 5.9 – COMPOSIÇÃO DA CONFIGURAÇÃO HIDRELÉTRICA DO SISTEMA TESTE POR SUBSISTEMA



FONTE: O Autor (2019)

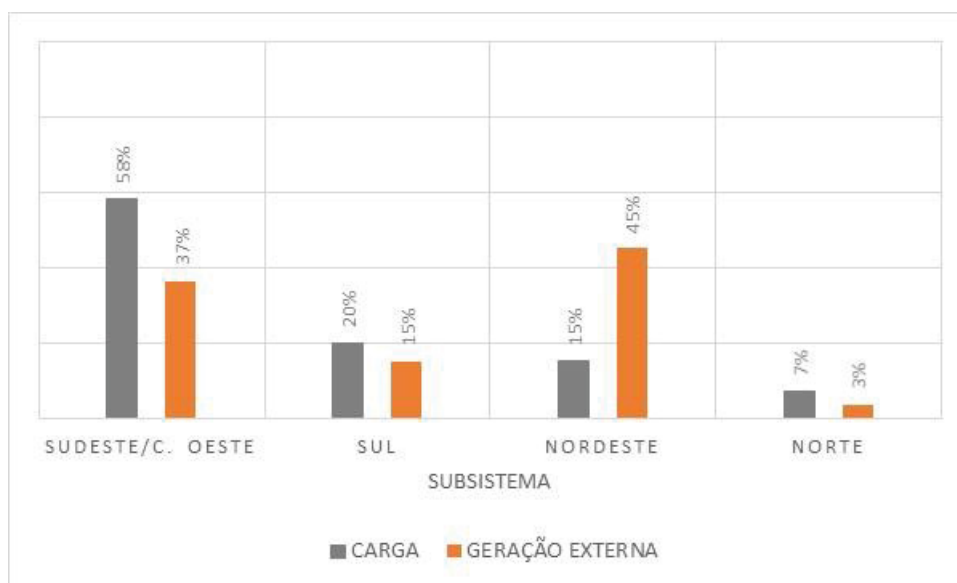
FIGURA 5.10 – COMPOSIÇÃO DA CONFIGURAÇÃO TERMELETRICA DO SISTEMA TESTE POR SUBSISTEMA



FONTE: O Autor (2019)

Os valores de carga e Geração Externa no horizonte de simulação conservam as taxas de crescimento e sazonalidade dos estudos do PAR e NEWAVE utilizados na montagem do sistema teste e podem ser consultados no Apêndice 2. Para fins ilustrativos, a carga média do sistema é de 74.350 MW médio com desvio padrão de 2.178 MW médio e a Geração Externa média do sistema é de 14.478 MW médio – equivalente a 19% da carga média – com desvio padrão de 3.504 MW médio, sendo distribuídas nos subsistemas conforme Figura 5.11.

FIGURA 5.11 – COMPOSIÇÃO DA CARGA E GERAÇÃO EXTERNA MÉDIA DO SISTEMA TESTE



FONTE: O Autor (2019)

No módulo elétrico, o tempo de duração e a profundidade dos patamares de Carga Leve, Carga Média e Carga Pesada variam conforme o mês. A profundidade expressa o quociente entre a potência alocada no patamar e a potência média do mês, representando a modulação da carga e Geração Externa.

Os perfis de carga e Geração Externa resultaram aderentes em função do processo de ajuste de dados realizado pelo Modelo LYNX. Como referência, os valores médios do sistema teste são apresentados na Tabela 5.4.

TABELA 5.4 – VALORES MÉDIOS DO TEMPO DE DURAÇÃO E PROFUNDIDADE DOS PATAMARES

Patamar	Tempo de duração	Profundidade
Carga Leve	275 h	86 %
Carga Média	379 h	108 %
Carga Pesada	76 h	112 %

FONTE: O Autor (2019)

As séries de vazões das hidrelétricas submetidas ao módulo energético foram selecionadas com base no histórico da Energia Natural Afluyente (ENA)¹⁷ do SIN do período de 1931 a 2015 (ONS, 2017c). Foram selecionadas para o estudo as seguintes séries de vazões naturais mensais das usinas hidrelétricas:

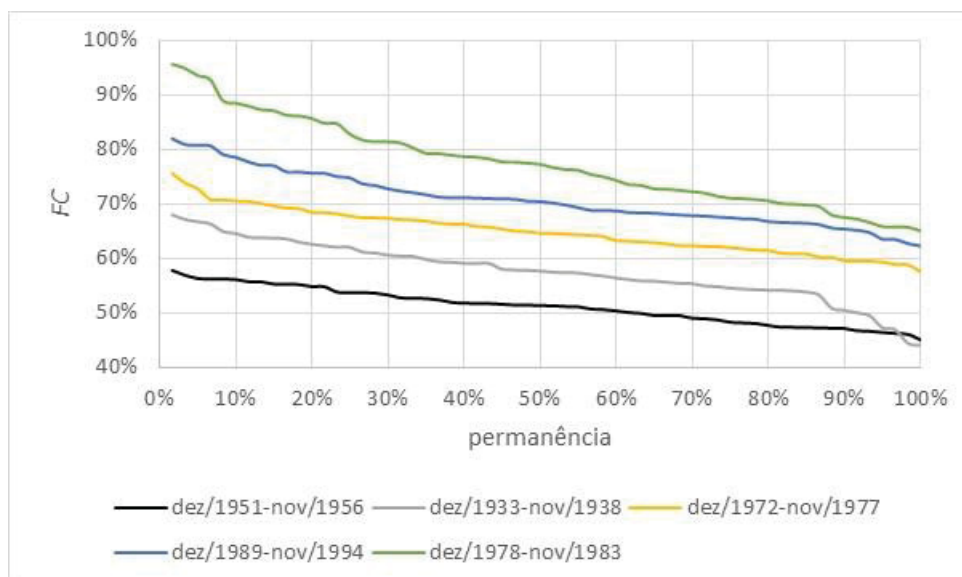
- a) série hidrológica relativa ao período de dezembro/1951-novembro/1956: representa uma condição hidrológica crítica do sistema, cuja ENA equivale à 79% da média histórica;
- b) série hidrológica relativa ao período de dezembro/1972-novembro/1977: representa uma condição hidrológica esperada do sistema, cuja ENA equivale à média histórica;
- c) série hidrológica relativa ao período de dezembro/1978-novembro/1983: representa um cenário hidrológico do sistema bastante favorável, cuja ENA equivale à 136% da média histórica;
- d) série hidrológica relativa ao período de dezembro/1933-novembro/1938: representa uma condição intermediária entre a hidrologia crítica e esperada do sistema, cuja ENA equivale à 90% da média histórica;
- e) série hidrológica relativa ao período de dezembro/1989-novembro/1994: representa uma condição intermediária entre a hidrologia esperada e o cenário bastante favorável, cuja ENA equivale à 110% da média histórica.

Na Figura 5.12 as Metas Energéticas das hidrelétricas com regularização de vazão para as séries hidrológicas simuladas, incluindo os vertimentos turbináveis, são

¹⁷ A Energia Natural Afluyente é a energia capaz de ser produzida a partir de uma série de vazões naturais afluentes às hidrelétricas do sistema, levando-se em conta a produção acumulada nas cascatas e os níveis dos reservatórios com capacidade de regularização de vazões correspondentes a 65% do volume útil.

apresentadas. O *FC* dos cenários resultaram entre 44% e 96%, considerado abrangente para o escopo do estudo.

FIGURA 5.12 – CURVA DE PERMANÊNCIA DAS METAS ENERGÉTICAS DAS HIDRELÉTRICAS COM REGULARIZAÇÃO DE VAZÃO



FONTE: O Autor (2019)

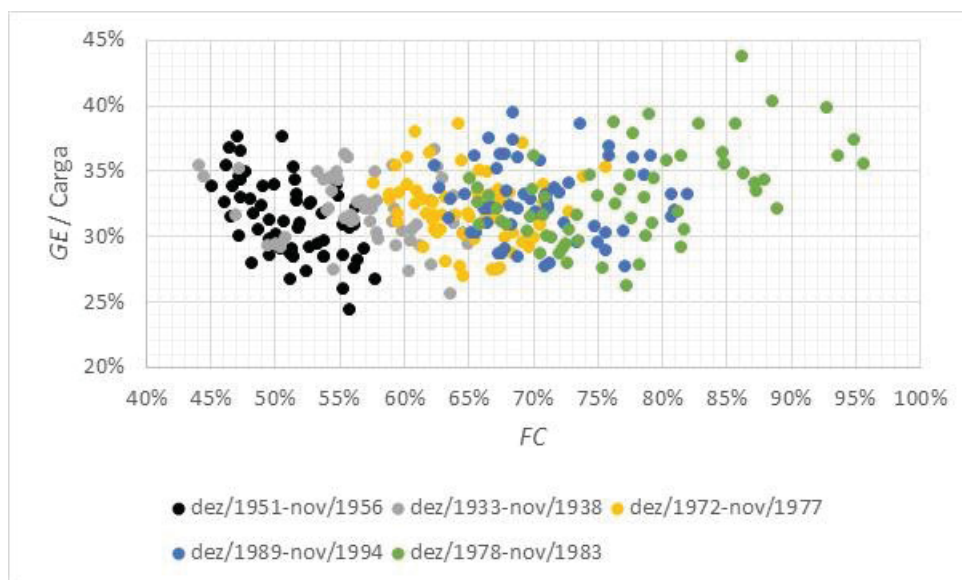
Para cada série hidrológica simulada, as correspondentes Metas Energéticas das hidrelétricas com reservatório a fio d'água sem regularização a montante, também incluindo os vertimentos turbináveis, foram adicionadas aos valores de Geração Externa, amplificando a participação da Geração Externa no sistema. As Metas Energéticas podem ser consultadas no Apêndice 2.

Com esta abordagem, a Geração Externa média do sistema passou a equivaler a 32% da carga média do sistema, com extremos de 24% e 44%. Na Figura 5.13 sintetiza-se a amostra dos cenários de Geração Externa, em termos de participação na carga, e Metas Energéticas utilizadas no estudo de caso.

A configuração da malha de transmissão do sistema teste apresenta aproximadamente 1.800 barras e 3.800 linhas, suprimindo parte da rede do SIN (aproximadamente 6.000 barras). A supressão de parte da rede objetivou diminuir o esforço computacional e foi baseada na remoção seletiva de barras vizinhas e suas linhas adjacentes, preservando as barras contendo usinas operadas centralizadamente e linhas essenciais para monitoramento do fluxo. A carga ou

geração das barras removidas são adicionadas às barras vizinhas, mantendo a representatividade do sistema de origem (INSTITUTOS LACTEC, 2018b).

FIGURA 5.13 – CENÁRIOS DE GERAÇÃO EXTERNA E METAS ENERGÉTICAS DAS HIDRELÉTRICAS COM REGULARIZAÇÃO DE VAZÃO



FONTE: O Autor (2019)

As UHRs foram incluídas no sistema teste adotando-se a hipótese de implantação de usinas nos estados de: (i) São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais no subsistema Sudeste/Centro-Oeste; (ii) Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul no subsistema Sul e (iii) Ceará, Bahia e Pernambuco no subsistema Nordeste.

Os limites operativos adotados para as UHRs foram $-P_{uhr}^{max} = -1.000$ MW (modo turbina) e $P_{uhr}^{max} = 1.000$ MW (modo bomba), com rendimento $\eta = 90\%$ em cada modo operativo. A capacidade de armazenamento adotada suporta a operação no modo turbina à plena potência nos patamares de Carga Pesada (equivalente a 2,7 horas por dia), sendo o armazenamento inicial do reservatório superior considerado nulo.

Foram estudados dois tipos de configurações de UHRs:

- a) Configuração Tipo I: as usinas estão concentradas no mesmo subsistema, totalizando 3 GW de potência. Esta configuração foi utilizada para testes da influência da localização geográfica das UHRs;

- b) Configuração Tipo II: as usinas estão igualmente distribuídas nos subsistemas com arranjos totalizando potências de 3 GW, 6 GW e 12 GW. Este tipo de configuração foi utilizado para averiguar o aspecto quantitativo das UHRs no sistema teste.

Nas Tabelas 5.5 e 5.6 são apresentadas a relação das barras do sistema teste selecionadas para compor as configurações Tipo I e Tipo II.

TABELA 5.5 – CONFIGURAÇÃO TIPO I DAS UHRs

Configuração	Nome da Barra	UF	Nome da Barra	UF	Nome da Barra	UF	Total (GW)
Sudeste/C.Oeste	Baix. Santista	SP	Campos	RJ	Juiz Fora 1	MG	3
Sul	J Lacerda A	SC	Curitiba Leste	PR	Caxias	RS	3
Nordeste	Sobral	CE	Ibicoara	BA	Recife	PE	3

FONTE: O Autor (2019)

TABELA 5.6 – CONFIGURAÇÃO TIPO II DAS UHRs

Configuração	Nome da Barra	UF	Nome da Barra	UF	Nome da Barra	UF
3 GW	Baix. Santista	SP	J Lacerda A	SC	Sobral	CE
6 GW	Baix. Santista	SP	J Lacerda A	SC	Sobral	CE
	Campos	RJ	Curitiba Leste	PR	Ibicoara	BA
12 GW	Baix. Santista	SP	J Lacerda A	SC	Sobral	CE
	Campos	RJ	Curitiba Leste	PR	Ibicoara	BA
	Juiz Fora 1	MG	Caxias	RS	Recife	PE
	Macaé Merch	RJ	Biguaçu	SC	Milagre	CE

FONTE: O Autor (2019)

A seleção das barras para conexão das UHRs foi definida pela sobreposição dos mapas geoeletricos do sistema de transmissão (ONS, 2019) com os mapas dos inventários da revisão de literatura (ELETROBRÁS, 1987, 1988a, 1988b; EPE, 2019), adotando-se o seguinte procedimento:

- a) Passo 1: identificação das coordenadas aproximadas das regiões com maior densidade de potenciais de UHRs, utilizando os mapas dos inventários;
- b) Passo 2: adoção de uma subestação (barra) do sistema teste próxima à região selecionada no Passo 1, utilizando os mapas geoeletricos do sistema de transmissão.

Na Figura 5.14 o procedimento é ilustrado para a pesquisa do ponto de conexão da UHR na Barra Sobral, no subsistema Nordeste. Neste processo não se levou em conta a viabilidade técnica de conexão das UHRs nas subestações.

FIGURA 5.14 – PESQUISA DE LOCAIS PARA CONEXÃO DE UHRs



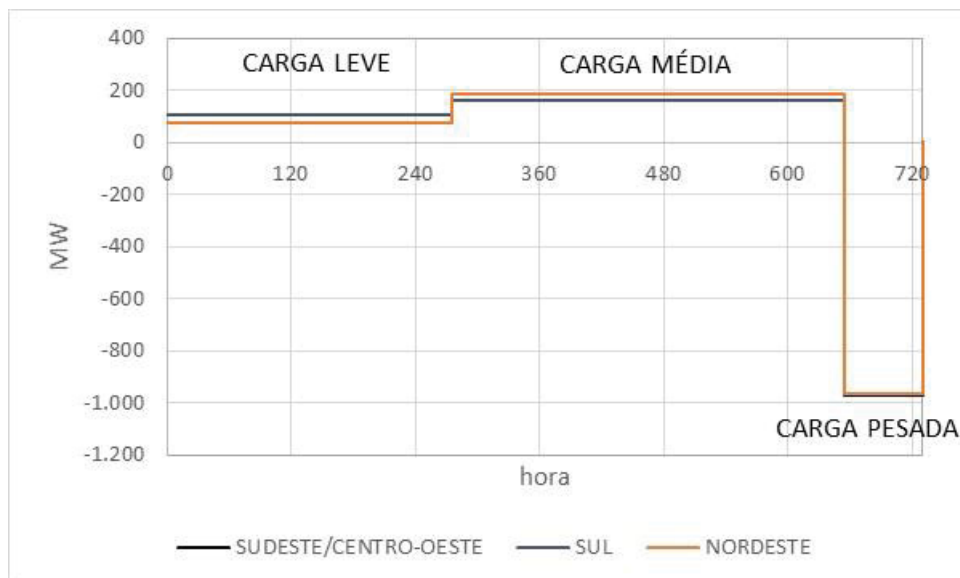
FONTE: O Autor (2019), adaptado de Eletrobrás (1988a) e ONS (2019b)

Na função objetivo da equação (4.6), os valores dos pesos adotados foram $w_c = 10$, $w_{fic} = 10$, $w_p = 10$, $w_{fluxo} = 10$. As funções de custo de operação adotadas, em \$/h, são: $c(Pgt_b^k) = a_b(Pgt_b^k)$ para as termelétricas, onde a_b corresponde ao custo unitário da termelétrica (vide Apêndice 2); $c(Pghfic_b^k) = 4.944 Pghfic_b^k$ para as hidrelétricas fictícias. A duração t de cada patamar varia conforme o mês correspondente. A potência-base dos valores de geração e carga empregados nas simulações é 100 MVA = 1 pu.

5.2.1 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O padrão de operação das UHRs é apresentado nas Figuras 5.15 e 5.16, levando-se em conta valores médios do despacho dos cenários simulados. Verificou-se um ciclo operacional acompanhando o perfil de modulação da carga do sistema teste, conforme o esperado. A operação no modo bomba foi realizada nos patamares de Carga Leve e Carga Média (valores positivos na Figura 5.15) e modo turbina no patamar de Carga Pesada (valores negativos na Figura 5.15).

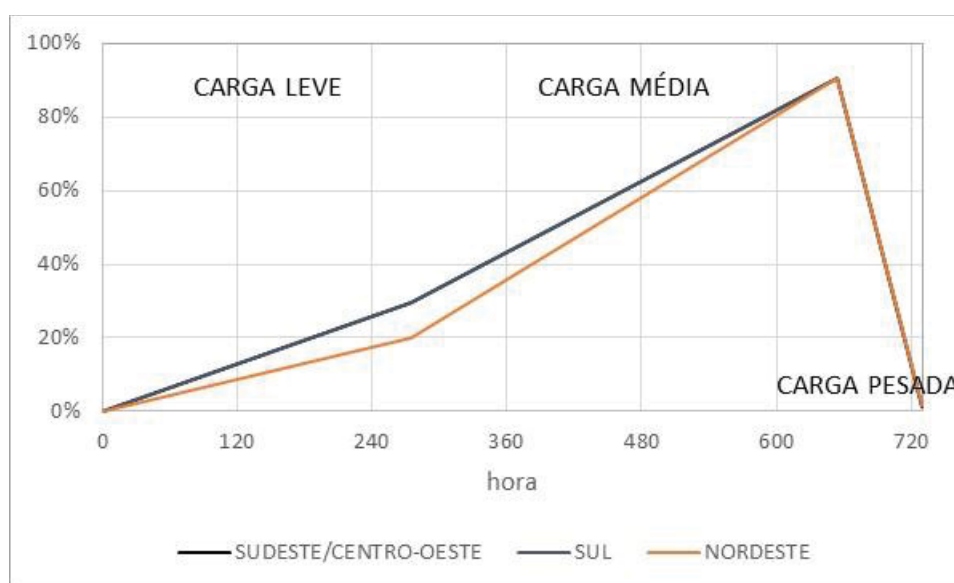
FIGURA 5.15 – PADRÃO MÉDIO DE OPERAÇÃO DAS UHRs NOS SUBSISTEMAS SUDESTE/CENTRO-OESTE, SUL E NORDESTE



FONTE: O autor (2020)

No modo bomba, as UHRs localizadas no subsistema Nordeste apresentaram um despacho menor no patamar de Carga Leve em relação às usinas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, invertendo esta relação no patamar de Carga Média.

FIGURA 5.16 – PADRÃO MÉDIO DO ARMAZENAMENTO DAS UHRs NOS SUBSISTEMAS SUDESTE/CENTRO-OESTE, SUL E NORDESTE



FONTE: O Autor (2020)

Comparativamente ao estudo de caso do Modelo 33 Barras, a redução do número de patamares influenciou o padrão de operação das UHRs. No modo bomba, verificou-se o achatamento do despacho nos patamares de Carga Leve e Média. Nos cenários com elevado FC , verificou-se um armazenamento residual no reservatório superior ao final do ciclo de operação.

Para as simulações com as configurações Tipo I e Tipo II no sistema teste, os resultados mostraram que em nenhum momento ocorreu rejeição de Geração Externa. Portanto, $i_{GE} = 1$ em todos os cenários. Neste quesito, levando-se em conta a aderência dos perfis de carga e Geração Externa do sistema teste, este comportamento resultou compatível com a tendência verificada no estudo de caso do Modelo 33 Barras para os cenários com correlação $r = 0,86$.

Destaca-se que, apesar das Metas Energéticas internalizarem os requisitos de vazão defluente mínima, no módulo elétrico os limites mínimos de geração das hidrelétricas com regularização de vazão são considerados nulos¹⁸, o que amplificou a flexibilidade operativa do sistema na etapa do FPO.

Uma estimativa simplificada da capacidade de absorção de Geração Externa neste estudo de caso foi realizada a partir de um balanço energético do sistema teste. Para tanto, calculou-se a geração mínima das hidrelétricas flexíveis da configuração levando-se em conta os dados de vazão defluente mínima, rendimento e queda de referência extraídos do banco de dados físicos das usinas, pela seguinte equação:

$$P_{gh_i}^{min} = \frac{9810 Q_i^{min} H_i^{ref} \eta_i}{1000} \quad (5.3)$$

onde $P_{gh_i}^{min}$ é a potência mínima da hidrelétrica i ; Q_i^{min} é a vazão defluente mínima da hidrelétrica i ; H_i^{ref} é a queda de referência da hidrelétrica i ; η_i é o rendimento do conjunto turbina-gerador da hidrelétrica i . A soma dos valores resultou em uma geração de potência ativa mínima total de 15.996 MW.

A partir dos resultados de despacho obtidos para cada mês e totais mínimos da geração hidrelétrica (15.996 MW) e termelétrica (3.978 MW), determinou-se a Geração Externa adicional no patamar de Carga Leve possível de ser absorvida sem violar a inflexibilidade do sistema teste. Levando-se em conta a modulação da Geração Externa, a participação máxima da Geração Externa resultou igual a 60% da carga média, valor também compatível com o estudo de caso do Modelo 33 Barras para os cenários com correlação $r = 0,86$.

Em relação à absorção de excedentes elétricos (i_{meta}), os resultados para as configurações Tipo I do sistema teste são apresentados nas Figuras 5.17 a 5.20. Com o objetivo de facilitar a visualização, os resultados foram organizados nos seguintes intervalos de classe em função da participação da Geração Externa (GE) média em relação à carga média:

- a) $24\% \leq GE < 30\%$;
- b) $30\% \leq GE < 33\%$;

¹⁸ Esta consideração reflete o estágio de desenvolvimento do Modelo LYNX empregado no presente trabalho.

c) $33\% \leq GE < 36\%$;

d) $36\% \leq GE \leq 44\%$.

FIGURA 5.17 – RESULTADOS DE i_{meta} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO I PARA $24\% \leq GE < 30\%$



FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.18 – RESULTADOS DE i_{meta} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO I PARA $30\% \leq GE < 33\%$



FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.19 – RESULTADOS DE i_{meta} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO I PARA $33\% \leq GE < 36\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.20 – RESULTADOS DE i_{meta} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO I PARA $36\% \leq GE < 44\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

Os cenários com $i_{meta} = 1$ nas Figuras 5.17 a 5.20 indicam a ausência de excedentes elétricos no sistema teste e a operação das UHRs foi suprida somente pelas termelétricas. Estes cenários ocorreram na estação seca das séries hidrológicas mais críticas do estudo de caso (dez/1951-nov/1956 e dez/1933-nov/1938), sendo mais raros conforme o aumento do FC e da participação da Geração Externa.

Os demais casos indicam excedentes elétricos disponíveis no sistema e duas situações características ocorreram: (i) vertimentos turbináveis pulverizados, isto é, distribuídos em todas as hidrelétricas despacháveis do sistema; (ii) vertimentos turbináveis localizados, isto é, concentrados em algumas hidrelétricas despacháveis do sistema nos períodos da estação úmida das séries hidrológicas.

A primeira situação espelha as condições mais favoráveis para as UHRs, não exigindo despacho termelétrico incremental. Além da disponibilidade de excedentes, também não ocorreram gargalos de fluxo nas linhas. O suprimento do modo bomba foi realizado somente pelas hidrelétricas despacháveis, a partir de um acréscimo marginal do despacho total de cada usina em relação ao caso sem UHR. Nas Figuras 5.17 a 5.20 estes cenários são aqueles que apresentaram o índice $i_{meta} \cong 1,002$, sendo observados principalmente para FC superior a 56%.

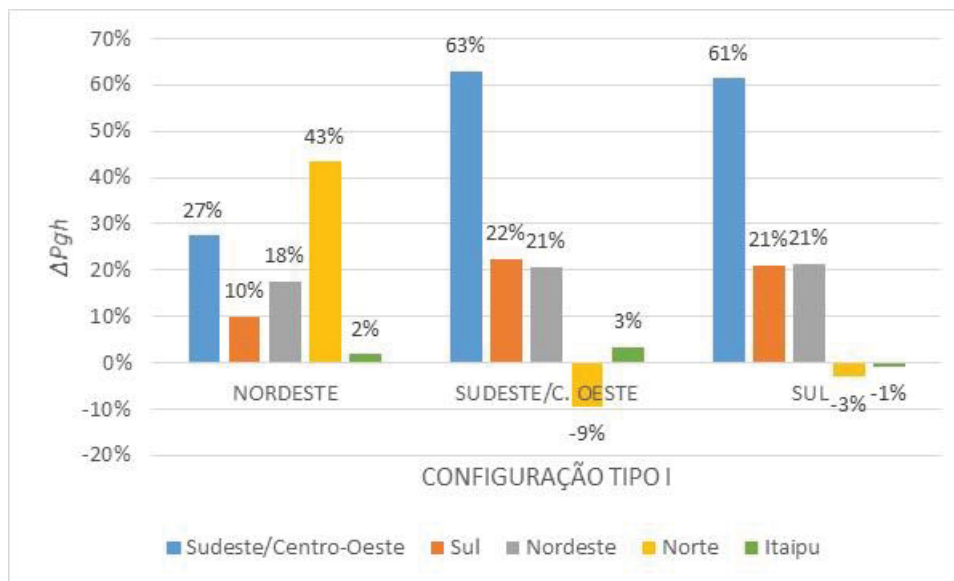
Na segunda situação, os excedentes localizados são oriundos dos congestionamentos de fluxos nas linhas verificados entre os subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste (principalmente na linha Xingu-Estreito) e Sudeste/Centro-Oeste e Sul, sendo parcialmente absorvidos pelas UHRs e demandando despacho termelétrico complementar. Nas Figuras 5.17 a 5.20 estes cenários são aqueles em que $1 < i_{meta} < \cong 1,002$, sendo observados principalmente para FC inferior a 56%.

Nestes cenários, observa-se que a configuração do Nordeste apresentou maiores valores de i_{meta} em relação às configurações do Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e praticamente não se verificou diferença de i_{meta} entre estas últimas. Também para alguns casos o acionamento das UHRs provocou a rejeição da Meta Energética ($i_{meta} < 1$), sendo mais pronunciadas para as configurações do Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Na Figura 5.21 a distribuição por subsistema do despacho incremental total das hidrelétricas flexíveis devido à operação das UHRs das configurações Tipo I é sintetizada para todos os cenários simulados.

Observa-se que as configurações Tipo I do Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentaram comportamentos similares em relação à captura de excedentes hidrelétricos disponíveis no sistema. Os incrementos de geração hidrelétrica concentraram-se no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, havendo também equilíbrio na absorção dos excedentes disponíveis nos subsistemas Sul e Nordeste.

FIGURA 5.21 – DISTRIBUIÇÃO POR SUBSISTEMA DO DESPACHO INCREMENTAL TOTAL DAS HIDRELÉTRICAS FLEXÍVEIS PARA AS CONFIGURAÇÕES TIPO I

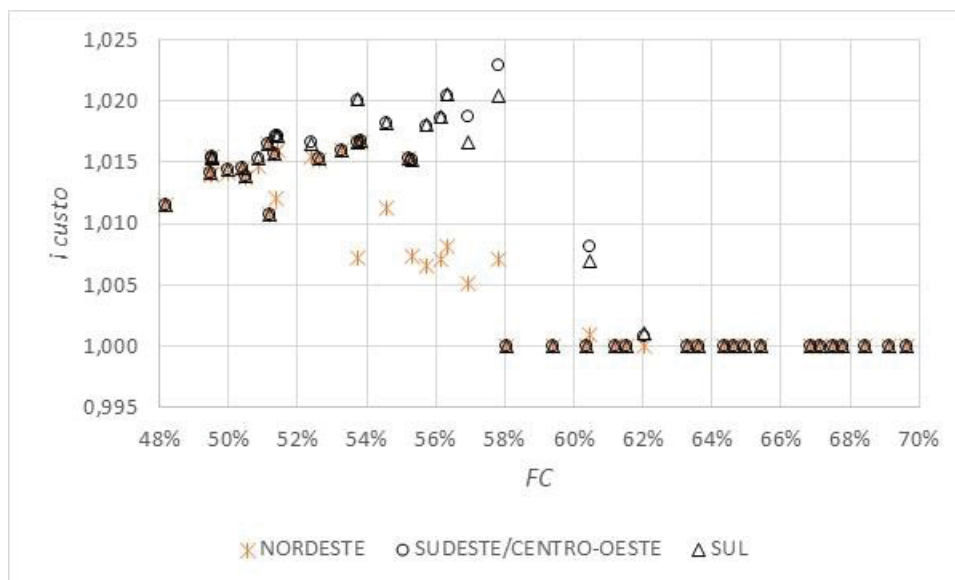


FONTE: O Autor (2020)

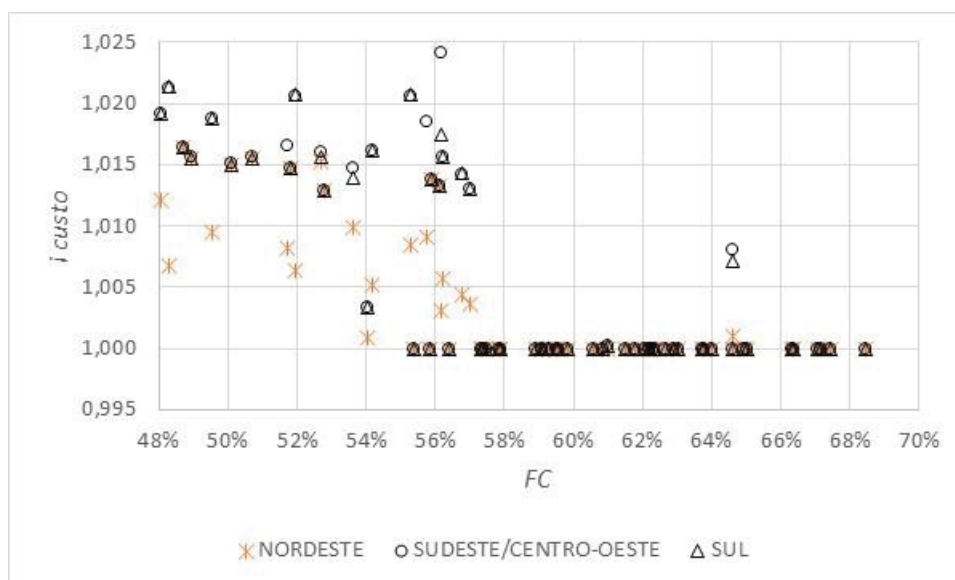
Para o subsistema Norte o despacho hidrelétrico incremental total indicou o aumento do vertimento turbinável, mesma situação ocorrendo para o subsistema Itaipu para a configuração Tipo I do Sul. Estes resultados decorrem dos cenários com absorção parcial dos vertimentos turbináveis localizados.

O padrão de captura de excedentes disponíveis no sistema da configuração Tipo I do Nordeste apresentou uma distribuição mais equilibrada, o que pode conferir maior flexibilidade ao operador do sistema. O melhor desempenho na absorção dos excedentes do subsistema Norte em relação às configurações do Sudeste/Centro-Oeste e Sul contribui para uma potencial sinergia com a expansão de usinas a fio d'água prevista para esta região.

Os resultados para as configurações Tipo I do sistema teste em relação ao impacto no custo de operação do sistema (i_{custo}) são apresentados nas Figuras 5.22 a 5.25.

FIGURA 5.22 – RESULTADOS DE i_{custo} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO I PARA $24\% \leq GE < 30\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.23 – RESULTADOS DE i_{custo} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO I PARA $30\% \leq GE < 33\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.24 – RESULTADOS DE i_{custo} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO I PARA $33\% \leq GE < 36\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.25 – RESULTADOS DE i_{custo} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO I PARA $36\% \leq GE < 44\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

Os cenários com $i_{custo} = 1$ nas Figuras 5.22 a 5.25 espelham os casos com $i_{meta} \cong 1,002$, correspondentes à situação em que a operação das UHRs foi atendida exclusivamente por excedentes turbináveis. Logo, nesta situação não ocorreu modificação do custo operacional do sistema devido ao despacho das UHRs.

Os cenários com $i_{custo} > 1$ nas Figuras 5.22 a 5.25 indicam a necessidade de despacho termelétrico incremental para suprir a operação das UHRs. Estes cenários espelham os casos com $i_{meta} < \cong 1,002$, correspondentes à ausência de excedentes elétricos no sistema ou das situações com disponibilidade somente de vertimentos turbináveis localizados.

Nestes cenários, a configuração Tipo I do Nordeste conduziu a menores custos incrementais em relação às configurações do Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Esta diferença deveu-se pelos seguintes motivos:

- a) em maior escala, o melhor desempenho da configuração do Nordeste em absorver os vertimentos turbináveis localizados, com consequente redução do despacho termelétrico incremental;
- b) em menor escala, um arranjo de despacho termelétrico incremental mais econômico verificado em eventos sem excedentes turbináveis na estação seca do sistema.

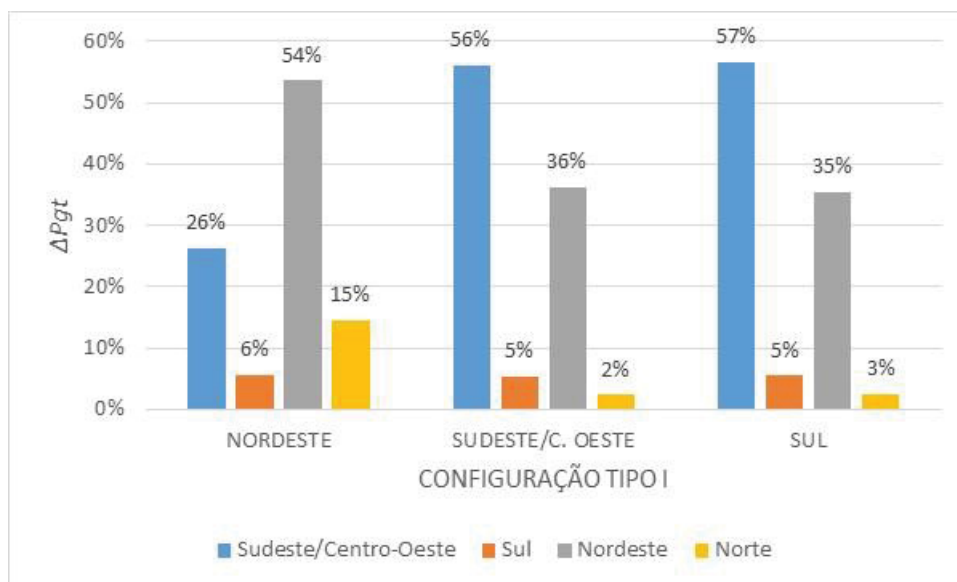
Para as configurações do Sudeste/Centro-Oeste e Sul os resultados dos custos incrementais são similares, espelhando os padrões equivalentes de absorção de vertimentos turbináveis localizados bem como de arranjos de despacho termelétrico. Na Figura 5.26 a distribuição por subsistema do despacho incremental total das termelétricas devido à operação das UHRs das configurações Tipo I é sintetizada para todos os cenários simulados.

De forma geral, observa-se que a demanda adicional provocada pelas UHRs foi suprida majoritariamente pelas termelétricas dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Em particular, para as configurações Sudeste/Centro-Oeste e Sul os arranjos foram praticamente idênticos. Para a configuração do Nordeste, observa-se uma maior participação das termelétricas do subsistema Norte e o deslocamento das termelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

A alteração do padrão de distribuição observado entre as configurações do Nordeste e do Sudeste/Centro-Oeste/Sul decorre da operação das UHRs nos eventos sem excedentes turbináveis na estação seca do sistema. Nestas situações, o despacho termelétrico mais elevado e a estrutura dos custos de operação da configuração termelétrica (vide Figura 5.10) conduziram a um arranjo mais econômico

para a configuração do Nordeste, aumentando o despacho termelétrico das usinas do Nordeste e Norte e reduzindo no Sudeste/Centro-Oeste.

FIGURA 5.26 – DISTRIBUIÇÃO POR SUBSISTEMA DO DESPACHO INCREMENTAL TOTAL DAS TERMELÉTRICAS PARA AS CONFIGURAÇÕES TIPO I



FONTE: O Autor (2020)

Uma análise de sensibilidade com relação à captura dos vertimentos turbináveis localizados foi realizada para a configuração Tipo I do Sudeste/Centro-Oeste. Esta análise adotou o cenário em que a linha Londrina-Assis atingiu o limite máximo de fluxo e a geração foi restringida nas hidrelétricas Capivara e Taquaraçu, no rio Paranapanema, e Porto Primavera no rio Paraná. Na Tabela 5.7 apresenta-se os resultados da operação das hidrelétricas sob análise nos casos sem UHR e com UHR.

TABELA 5.7 – DESPACHO DAS HIDRELÉTRICAS PARA CONFIGURAÇÃO TIPO I DO SUDESTE/CENTRO-OESTE (MW médio)

Usina	Meta Energética	Geração Máxima	Despacho Sem UHR	Vertimento Turbinável	Despacho Com UHR
Capivara	71,9	619,0	0	71,9	0
Taquaraçu	49,3	525,0	0	49,3	0
P. Primavera	924,5	1540,0	0	924,5	0

FONTE: O Autor (2020)

Uma topologia parcial do sistema teste na região sob análise é ilustrada na Figura 5.27.

FIGURA 5.27 – VISÃO EXPANDIDA DA REGIÃO COM VERTIMENTOS TURBINÁVEIS DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE



FONTE: ONS (2019b)

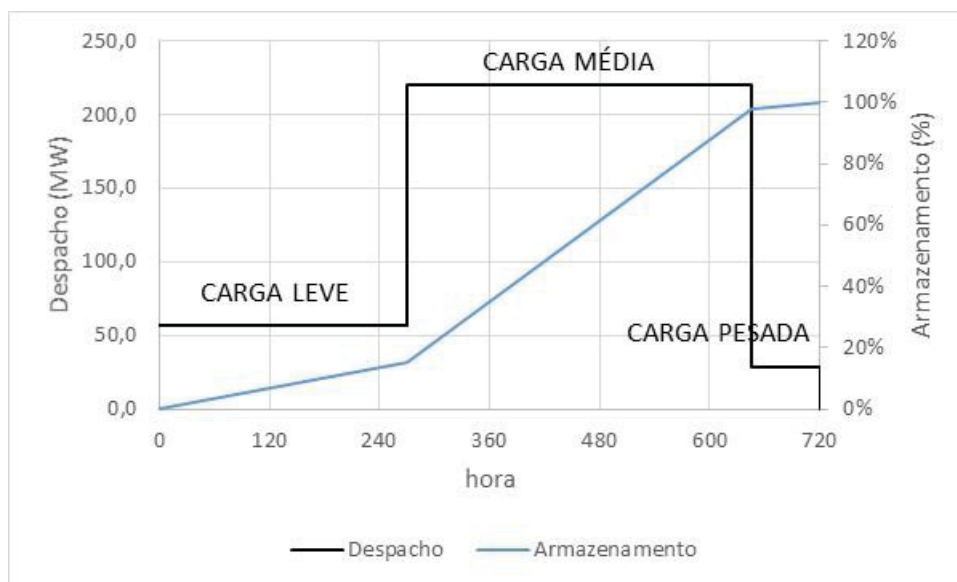
Observa-se que o despacho das hidrelétricas não se alterou com a operação das UHRs, não ocorrendo captura do vertimento turbinável disponível. Uma modificação é realizada na configuração Tipo I do Sudeste/Centro-Oeste, transferindo a UHR conectada na barra Baixada Santista para a barra da hidrelétrica Capivara.

A configuração Tipo I Alterada promoveu as seguintes mudanças no despacho do cenário sob análise:

- a) a UHR conectada na barra da hidrelétrica Capivara passou a operar somente no modo bomba, conforme ilustrado na Figura 5.28. As demais UHRs da configuração preservaram o padrão de operação (vide Figuras 5.15 e 5.16). Naturalmente, isto implica em uma demanda incremental maior em relação ao valor resultante com a configuração Tipo I de origem.
- b) ocorreu liberação parcial da geração da hidrelétrica Porto Primavera, conforme valores da Tabela 5.8.
- c) mesmo capturando vertimentos turbináveis localizados, a operação conjunta das UHRs da configuração Tipo I Alterada implicou no aumento da geração termelétrica incremental total em relação ao valor resultante da

configuração Tipo I. No entanto, o novo arranjo do despacho termelétrico resultou mais econômico, conforme apresentado na Tabela 5.9.

FIGURA 5.28 –DESPACHO DA UHR CONECTADA EM CAPIVARA PARA CONFIGURAÇÃO TIPO I ALTERADA DO SUDESTE/CENTRO-OESTE



FONTE: O Autor (2020)

TABELA 5.8 – DESPACHO HIDRELÉTRICO PARA CONFIGURAÇÃO TIPO I ALTERADA DO SUDESTE/CENTRO-OESTE (MW médio)

Usina	Meta Energética	Geração Máxima	Despacho Sem UHR	Vertimento Turbinável	Despacho Com UHR
Capivara	71,9	619,0	0	71,9	0
Taquaruçu	49,3	525,0	0	49,3	0
P. Primavera	924,5	1540,0	0	924,5	47,8

FONTE: O Autor (2020)

TABELA 5.9 – CUSTO DE OPERAÇÃO INCREMENTAL DO SISTEMA (R\$ x 10³)

Usina	Subsistema	Configuração Tipo I	Configuração Tipo I Alterada
F. Gasparian	SE/CO	13.407	– 7.039
P. Pecém I	NE	1.746	11.357
Porto Itaqui	N	-	3.932
Nutepa	S	-	– 13.029
Juiz de Fora	SE/CO	-	62
Termorio_L13	SE/CO	-	66
P. Pecém II	NE	-	36
Total		15.153	– 4.615

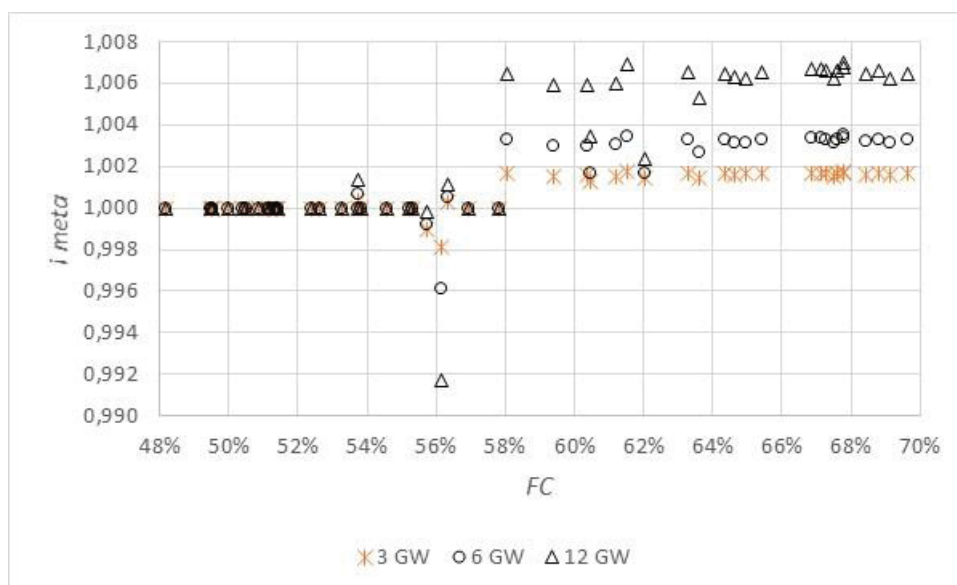
FONTE: O Autor (2020)

Observa-se que o novo arranjo deslocou a geração das termelétricas F. Gasparian e Nutepa – refletindo os valores negativos do custo de operação incremental constantes na Tabela 5.9 - incrementando a geração de usinas mais baratas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte – representado pelos valores positivos do custo de operação incremental constantes na Tabela 5.9. O índice i_{custo} deste cenário passou de 1,014 para 0,996, ou seja, uma redução do custo operacional do sistema foi obtida pela operação das UHRs da configuração Tipo I Alterada.

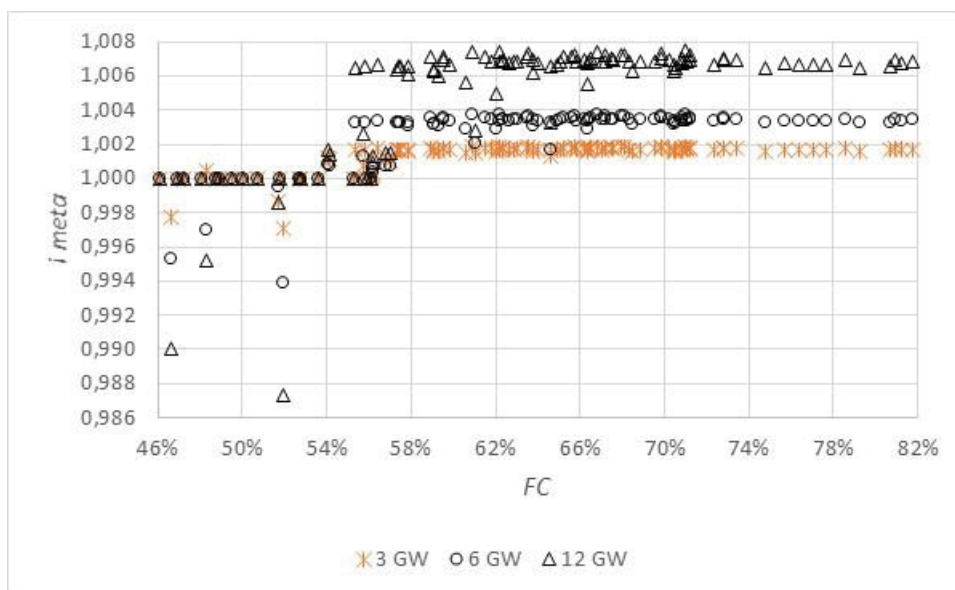
Este tipo de sinergia com o sistema de transmissão converge com o resultado obtido por Santos, Nóbrega e Aquino (2017). Porém, deve-se ter em mente que a escolha do ponto de conexão da UHR no sistema também precisa ser conciliada com a existência de sítios próximos favoráveis para a sua construção. A princípio, essa hipótese não seria aplicada para a região da hidrelétrica Capivara.

Os resultados para as configurações Tipo II do sistema teste em relação à absorção de excedentes elétricos (i_{meta}) são apresentados nas Figuras 5.29 a 5.32.

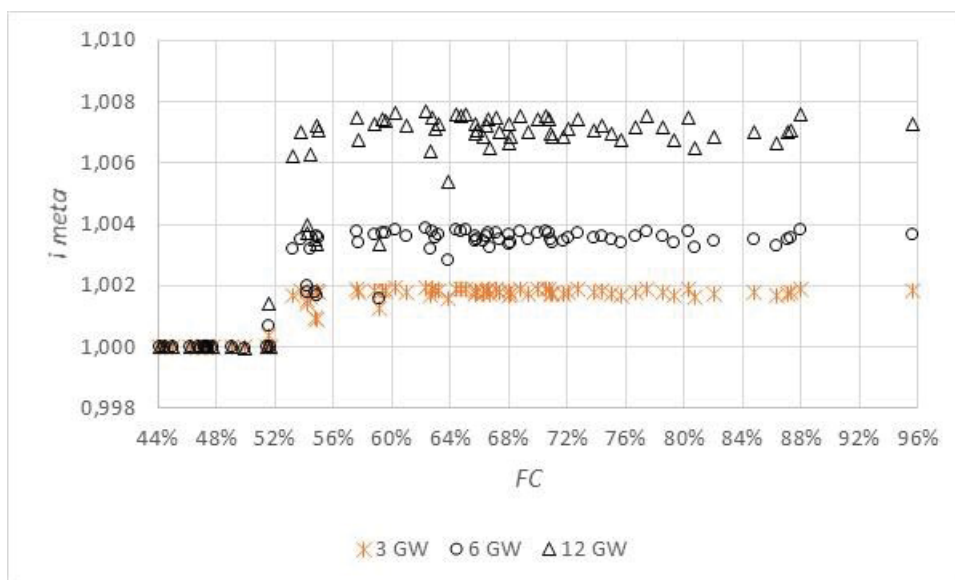
FIGURA 5.29 – RESULTADOS DE i_{meta} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO II PARA $24\% \leq GE < 30\%$



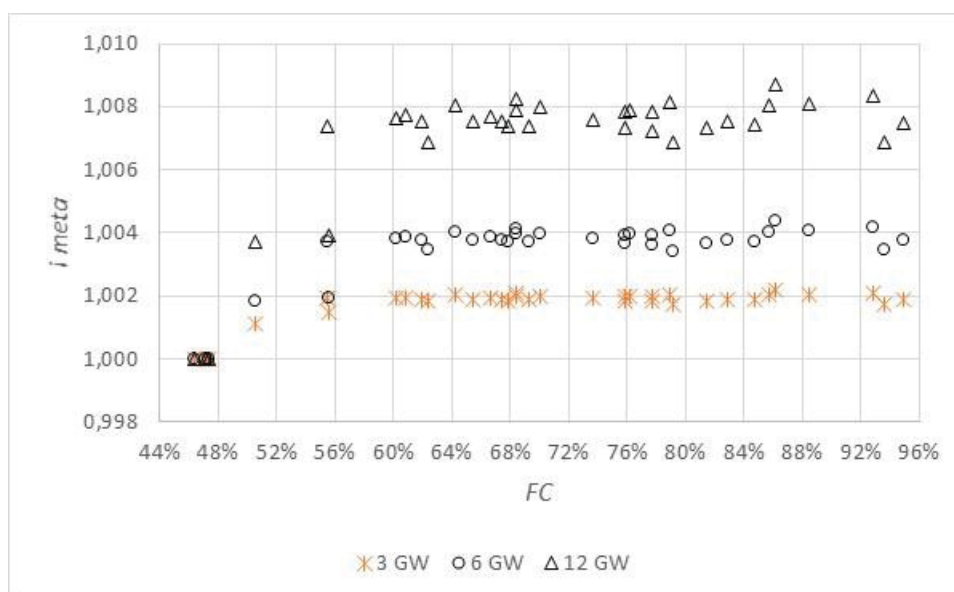
FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.30 – RESULTADOS DE i_{meta} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO II PARA $30\% \leq GE < 33\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.31 – RESULTADOS DE i_{meta} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO II PARA $33\% \leq GE < 36\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.32 – RESULTADOS DE i_{meta} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO II PARA $36\% \leq GE < 44\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

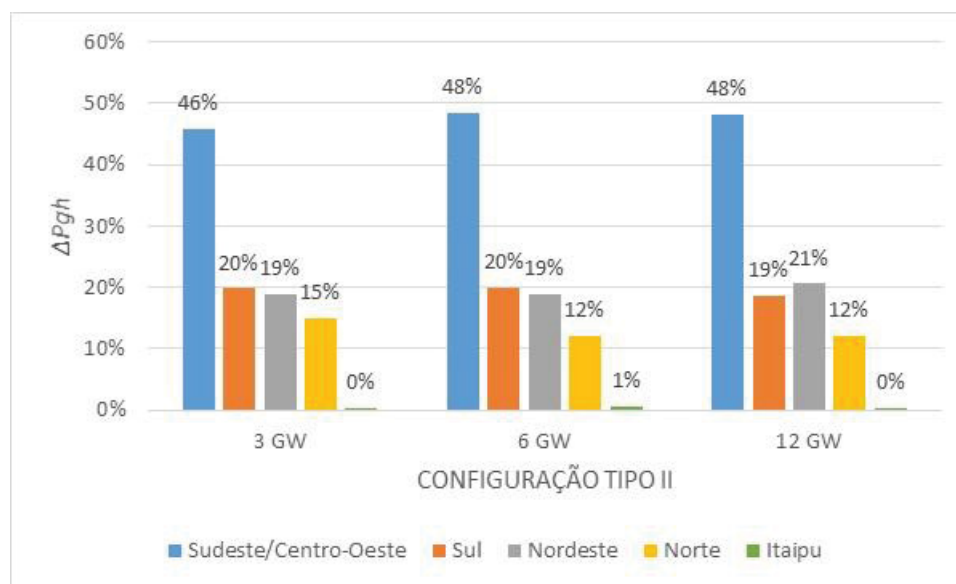
Para a interpretação das Figuras 5.29 a 5.32, os cenários com $i_{meta} = 1$ indicam a ausência de excedentes elétricos no sistema teste. Nos casos com $i_{meta} > 1$, os excedentes elétricos disponíveis estão pulverizados em todas as hidrelétricas despacháveis do sistema ou são localizados.

Observa-se o mesmo padrão verificado para as configurações Tipo I. Os cenários com excedentes elétricos pulverizados são aqueles que apresentaram os índices i_{meta} mais elevados para as configurações Tipo II, sendo observados na faixa de FC superior a 56%. Os demais cenários representam os eventos com excedentes localizados ou com rejeição da Meta Energética ($i_{meta} < 1$), ambos oriundos do congestionamento de fluxo nas linhas.

Destaca-se que o padrão de absorção dos excedentes elétricos (ou rejeição da Meta Energética) resultou proporcional à potência de cada configuração Tipo II. Estes resultados indicam que, para um amplo intervalo de potência das UHRs, o sistema teste é robusto o suficiente para manter o padrão de escoamento dos excedentes elétricos disponíveis.

Esta percepção é corroborada pelos resultados da distribuição por subsistema do despacho incremental total das hidrelétricas flexíveis para todos os cenários simulados apresentados na Figura 5.33.

FIGURA 5.33 – DISTRIBUIÇÃO POR SUBSISTEMA DO DESPACHO INCREMENTAL TOTAL DAS HIDRELÉTRICAS FLEXÍVEIS PARA AS CONFIGURAÇÕES TIPO II

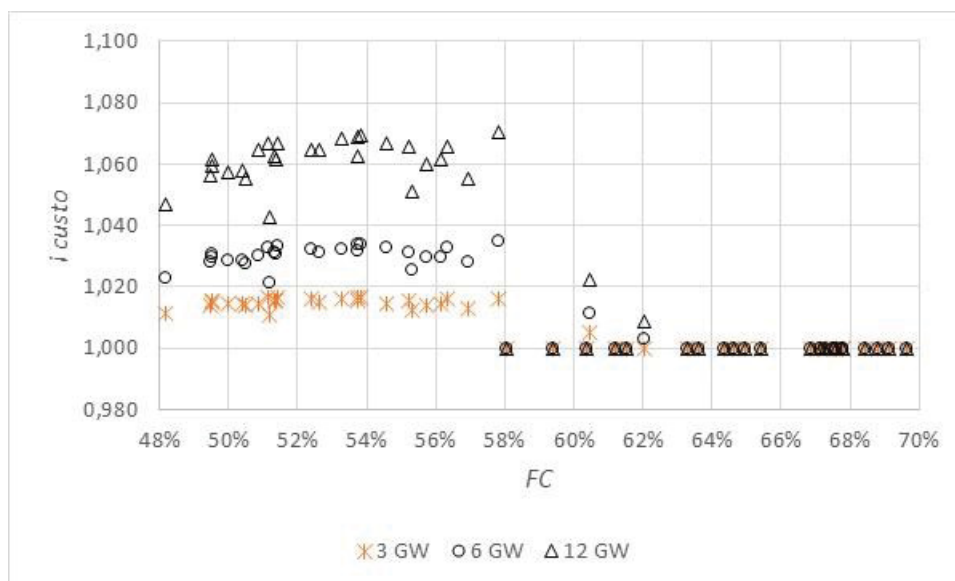


FONTE: O Autor (2020)

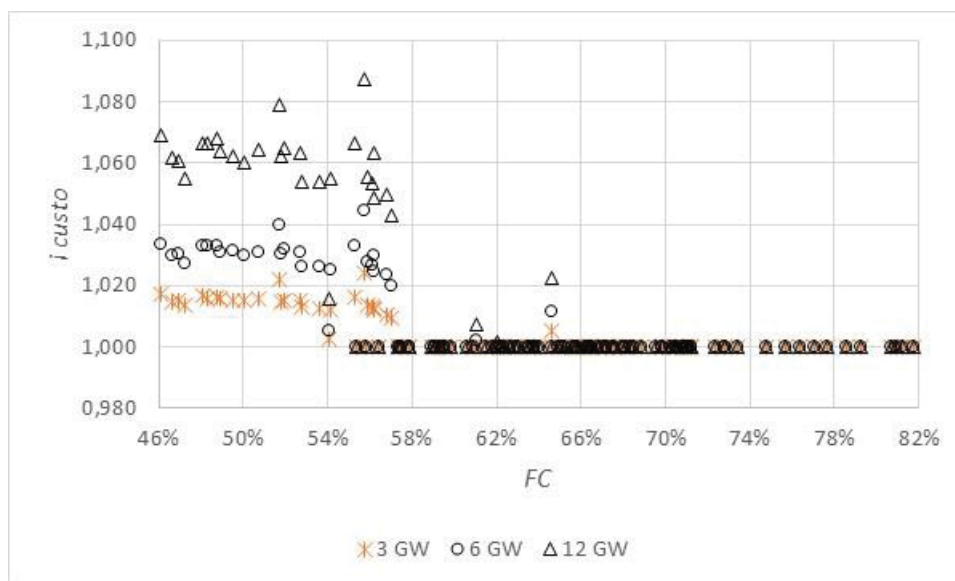
Observa-se que as configurações Tipo II apresentaram comportamentos similares em relação à captura de excedentes hidrelétricos disponíveis no sistema. O despacho incremental total de geração hidrelétrica concentrou-se no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, havendo uma distribuição equilibrada entre os demais subsistemas. As diferenças resultaram dos cenários com excedentes elétricos localizados e não foram significativas.

Ao se comparar os padrões de absorção da configuração Tipo II de 3 GW com as configurações Tipo I do Sudeste/Centro-Oeste e Sul (vide Figura 5.21), confirma-se a tendência de que a inclusão de UHRs no subsistema Nordeste potencializa a capacidade de absorção dos excedentes do subsistema Norte.

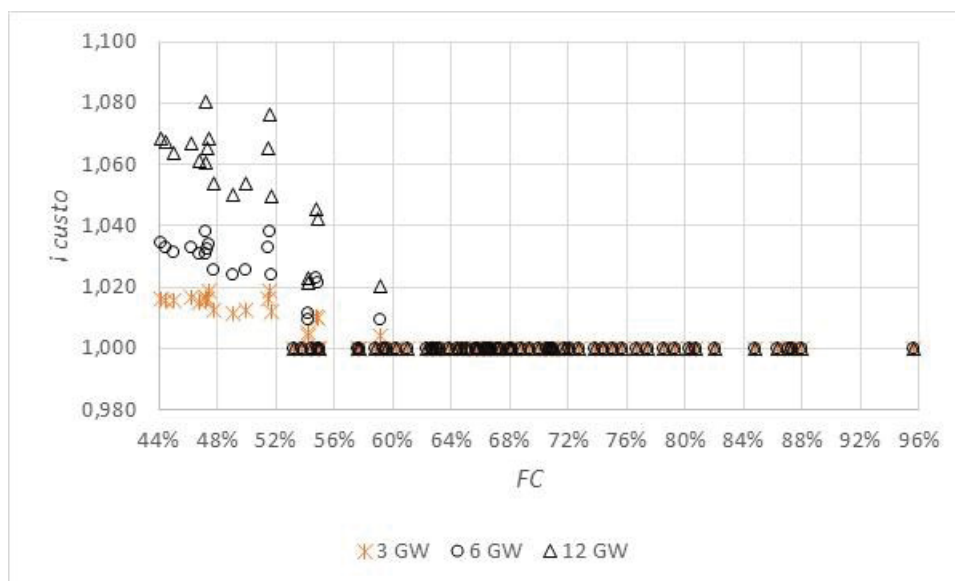
Os resultados para as configurações Tipo II do sistema teste em relação ao impacto no custo de operação do sistema (i_{custo}) são apresentados nas Figuras 5.34 a 5.37.

FIGURA 5.34 – RESULTADOS DE i_{custo} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO II PARA $24\% \leq GE < 30\%$ 

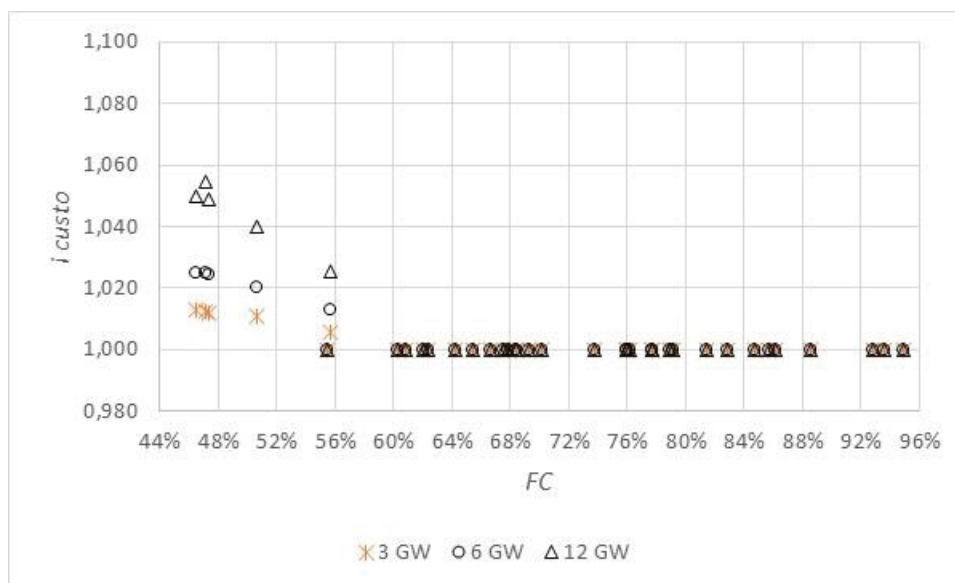
FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.35 – RESULTADOS DE i_{custo} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO II PARA $30\% \leq GE < 33\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.36 – RESULTADOS DE i_{custo} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO II PARA $33\% \leq GE < 36\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

FIGURA 5.37 – RESULTADOS DE i_{custo} DAS CONFIGURAÇÕES TIPO II PARA $36\% \leq GE < 44\%$ 

FONTE: O Autor (2020)

Os cenários com $i_{custo} = 1$ nas Figuras 5.34 a 5.37 espelham os casos em que a operação das UHRs foi atendida exclusivamente por excedentes turbináveis. Logo, nestas situações não ocorreram modificações do custo operacional do sistema devido ao despacho das UHRs.

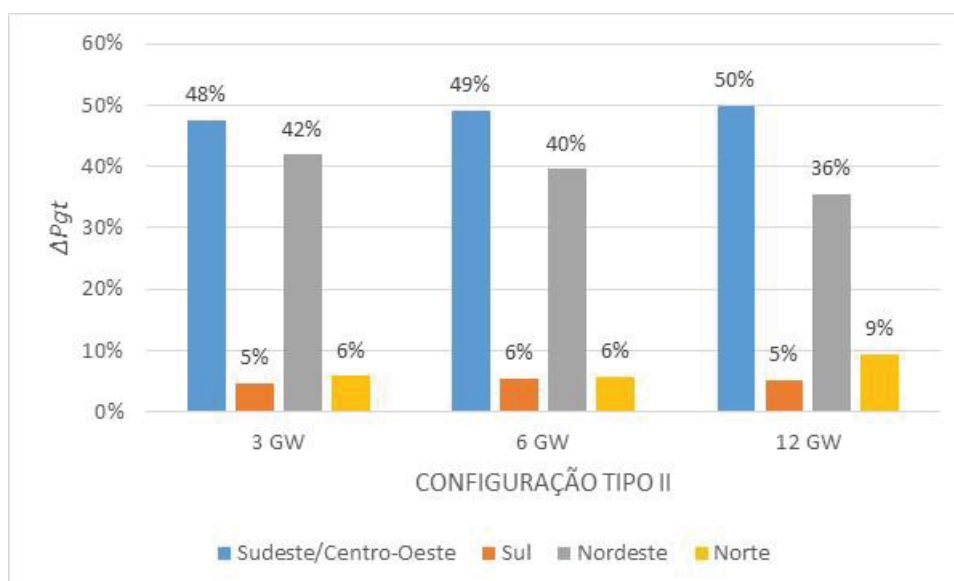
Os cenários com $i_{custo} > 1$ nas Figuras 5.34 a 5.37 indicam a necessidade de despacho termelétrico incremental para suprir a operação das UHRs. Estes cenários espelham os casos com ausência de excedentes elétricos no sistema ou com disponibilidade somente de vertimentos turbináveis localizados.

Analogamente ao padrão de absorção dos excedentes elétricos, observa-se que o custo de operação do sistema aumentou proporcionalmente conforme a potência da configuração Tipo II. Isto significa a manutenção dos arranjos termelétricos para suprimento do modo bomba, ocorrendo somente o acréscimo da geração da termelétrica marginal do sistema teste para atender a demanda incremental das UHRs.

Somente em raros cenários, associados a excedentes elétricos parcialmente absorvidos, a razão entre os índices i_{custo} resultou um pouco acima da proporcionalidade entre as potências das configurações Tipo II, mas sem prejudicar o padrão observado. Tal resultado também reflete a estrutura segmentada dos custos de operação das termelétricas que caracteriza a configuração do sistema teste.

Na Figura 5.38 a distribuição por subsistema do despacho incremental total das termelétricas devido à operação das UHRs das configurações Tipo II é sintetizado para todos os cenários simulados.

FIGURA 5.38 – DISTRIBUIÇÃO POR SUBSISTEMA DO DESPACHO INCREMENTAL TOTAL DAS TERMELÉTRICAS PARA AS CONFIGURAÇÕES TIPO II

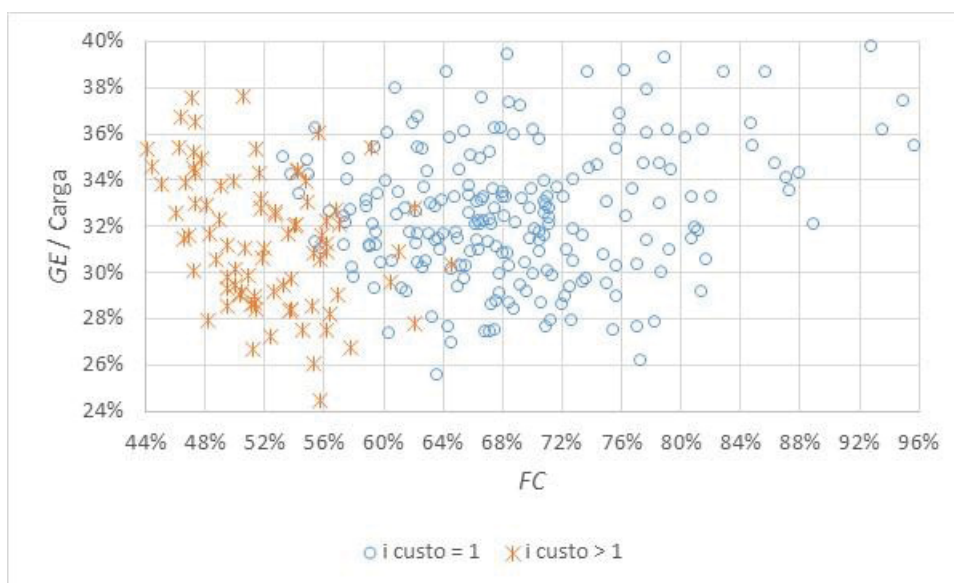


FONTE: O Autor (2020)

Observa-se que a distribuição do despacho termelétrico incremental se manteve estável nas diferentes configurações de potência, sendo o suprimento da demanda das UHRs compartilhado principalmente entre as termelétricas dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Comparativamente ao resultado verificado para as configurações Tipo I (vide Figura 5.26), a configuração Tipo II promoveu um despacho termelétrico incremental mais equilibrado entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

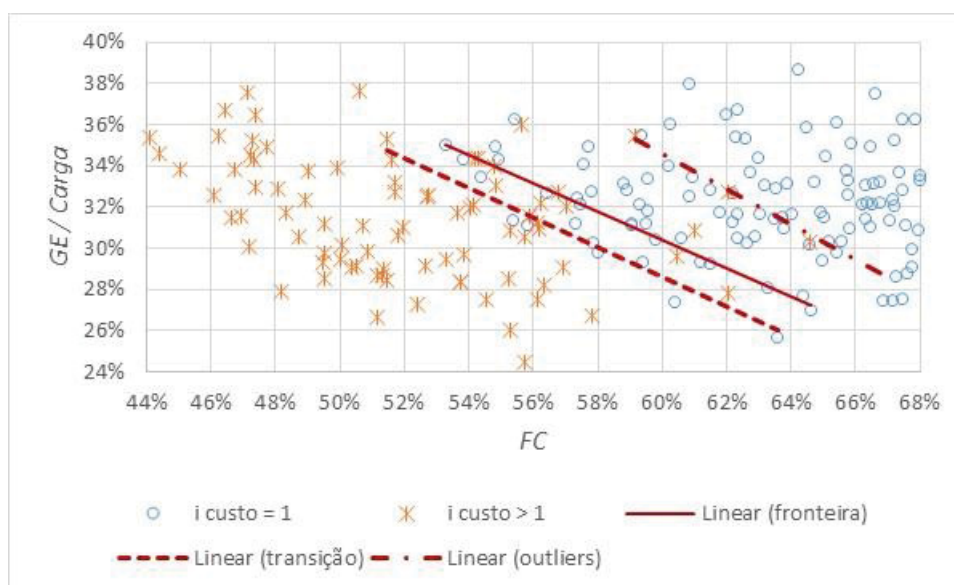
Levando-se em consideração a peculiar proporcionalidade encontrada para os custos de operação incrementais, os valores de i_{custo} para a configuração Tipo II foram agrupados em duas amostras: (i) valores com $i_{custo} = 1$ e (ii) valores com $i_{custo} > 1$. Na Figura 5.39 a distribuição de ambas as amostras para todos os cenários simulados é ilustrada.

FIGURA 5.39 – DISTRIBUIÇÃO DAS AMOSTRAS DE i_{custo} PARA A CONFIGURAÇÃO TIPO II



FONTE: O Autor (2020)

Observa-se que as amostras de $i_{custo} = 1$ e $i_{custo} > 1$ ocupam duas regiões distintas, apresentando uma região situada aproximadamente entre $FC = 54\%$ e $FC = 64\%$ na qual os valores de ambas as amostras são observados. Uma delimitação das regiões de domínio das amostras é proposta na Figura 5.40, sugerindo estabelecer uma fronteira separando estas regiões.

FIGURA 5.40 – FRONTEIRAS DE i_{custo} 

FONTE: O Autor (2020)

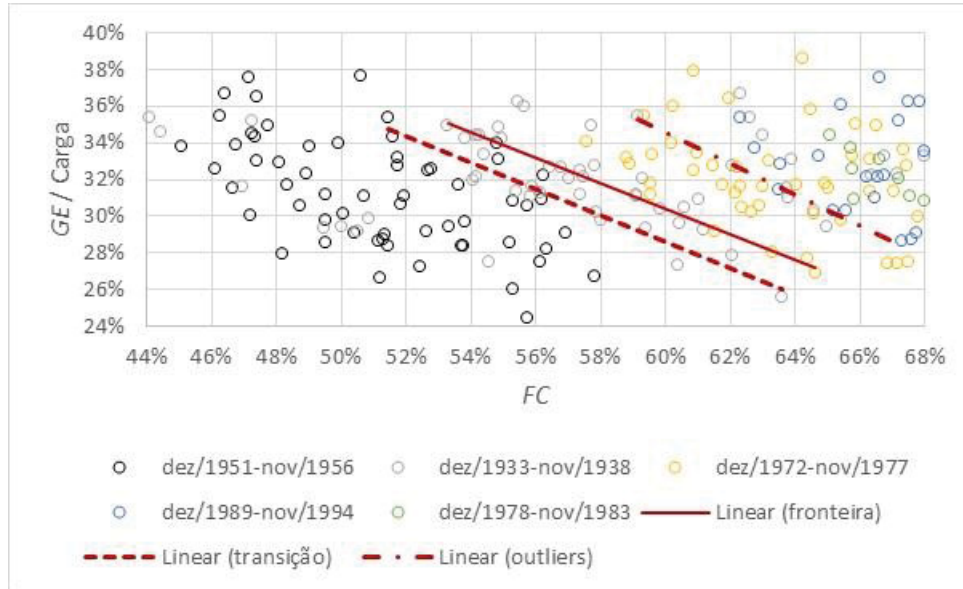
Na Figura 5.40, os cenários situados à direita da fronteira proposta não implicaram em custos de operação adicionais ao sistema teste para a configuração Tipo II até 12 GW. Em termos de excedentes elétricos, corresponde à região favorável para a operação das UHRs. Uma fronteira denominada *outliers* também foi delimitada, indicando cenários relacionados à absorção parcial de excedentes elétricos ocorridos dentro da região favorável.

Os cenários situados à esquerda da fronteira proposta na Figura 5.40 implicaram em custos de operação adicionais ao sistema teste para a configuração Tipo II até 12 GW. Em termos de excedentes elétricos, representa a região desfavorável para a operação das UHRs. Uma fronteira denominada transição também foi delimitada, indicando a ocorrência de cenários favoráveis à operação das UHRs dentro da região desfavorável.

Na Figura 5.41 as fronteiras de custos para a operação das UHRs são relacionadas aos cenários hidrológicos do sistema teste simulados. Observa-se que, para o sistema teste, o FC condicionou a ocorrência dos cenários favoráveis à operação das UHRs. Tais cenários mostraram-se factíveis para valores de FC a partir de 54% (ou 45 GW médio) os quais, por sua vez, estão relacionados à séries de vazões de pelo menos 90% da média histórica do sistema. No entanto, somente a

partir de séries de vazões equivalentes à média histórica do sistema obteve-se a integralidade dos cenários ocupando a região favorável para a operação das UHRs.

FIGURA 5.41 – FRONTEIRAS DE i_{custo} PARA SÉRIES HIDROLÓGICAS



FONTE: O Autor (2020)

Dessa forma, a perspectiva do acionamento de UHRs em cenários hidrológicos críticos necessariamente implicou no aumento do custo operacional do sistema teste. O custo de operação incremental do sistema teste associado ao despacho das UHRs nos cenários desfavoráveis da Figura 5.40 pode ser calculado em termos unitários da seguinte forma:

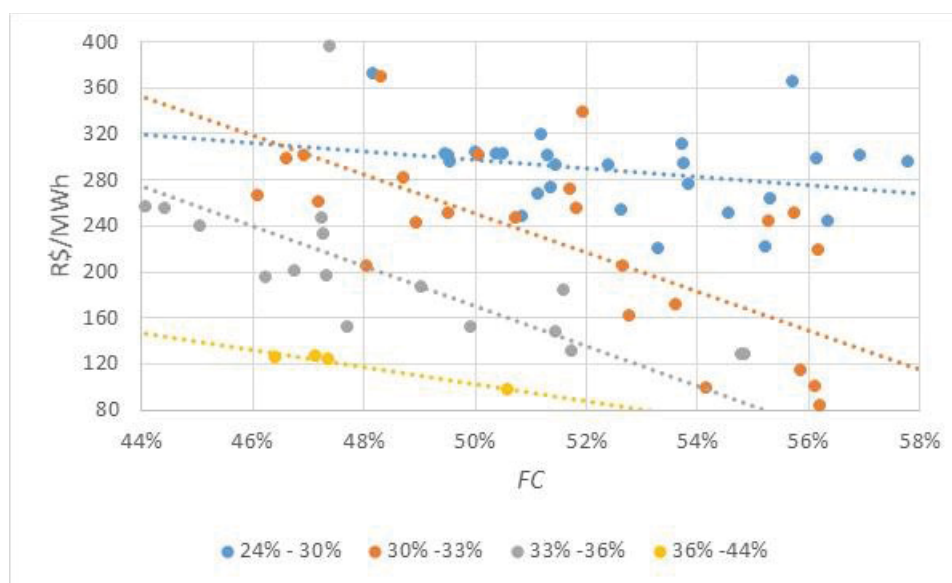
$$CI_{uhr} = \frac{CT_{uhr} - CT}{E_{bomba} - E_{turbina}} \quad (5.4)$$

onde CI_{uhr} é o custo de operação incremental unitário do sistema em função do despacho das UHRs; CT_{uhr} é o custo de operação total do sistema em função do despacho das UHRs; CT é o custo de operação total do sistema sem o despacho das UHRs; E_{bomba} é a energia total consumida do sistema pelas UHRs no modo bomba; $E_{turbina}$ é a energia total entregue ao sistema pelas UHRs no modo turbina.

Implicitamente, o valor de CI_{uhr} representa o custo de operação das UHRs sob a ótica do sistema. Para o sistema teste, os custos de operação na região *outlier* resultaram inferiores a 34 R\$/MWh. Para a região desfavorável em termos de

excedentes elétricos, a Figura 5.42 fornece uma tendência do comportamento dos custos de operação resultantes. A informação é organizada nos intervalos de classe da participação da Geração Externa (GE) média em relação à carga média anteriormente utilizados: (i) $24\% \leq GE < 30\%$; (ii) $30\% \leq GE < 33\%$; (iii) $33\% \leq GE < 36\%$; (iv) $36\% \leq GE \leq 44\%$.

FIGURA 5.42 – CUSTO DE OPERAÇÃO DAS UHRs NA REGIÃO DESFAVORÁVEL DE OPERAÇÃO PARA CONFIGURAÇÃO TIPO II ATÉ 12 GW



FONTE: O Autor (2020)

Observa-se que os custos de operação incremental aumentaram nas regiões que conjugam cenários com menor participação da Geração Externa e hidrologia favorável (maior *FC*). Em contrapartida, nas regiões conjugando cenários com menor *FC* e maior participação da Geração Externa, os custos de operação incremental diminuiriam. Este padrão significa que, para a região desfavorável em termos de excedentes elétricos, os custos de operação incrementais tendem a ser menores na estação seca das séries hidrológicas, efeito decorrente da sazonalidade complementar entre a geração das hidrelétricas e das FRVs do sistema teste.

O custo de operação médio das UHRs na região desfavorável em termos de excedentes elétricos resultou igual a 232 R\$/MWh, alcançando um valor máximo de 395 R\$/MWh. A síntese dos resultados no formato das Figuras 5.40 e 5.42 também permite uma interpretação rápida e simples dos custos incrementais associados à

operação de UHRs, podendo ser utilizadas para a percepção preliminar dos impactos no sistema causados pela tomada de decisão do acionamento de UHRs, ou até mesmo para avaliações frente a alternativas disponíveis de *hedge* operacional.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A tendência das principais economias do mundo em ampliarem a participação de Fontes Renováveis Variáveis (FRVs) nos respectivos sistemas elétricos revigorou a possibilidade do emprego de UHRs. Na esteira desta tendência, o tema é incluído na agenda do sistema elétrico brasileiro em razão dos planos de expansão da geração a partir das fontes eólica, solar e hidrelétricas sem regularização de vazão.

O presente trabalho estabeleceu como hipótese a atuação das UHRs no Sistema Interligado Nacional (SIN) como mecanismo de *hedge* operacional de curto prazo. O objetivo central das análises se concentrou em identificar sinergias e colher subsídios relacionados ao despacho destas usinas sob diversas conjunturas sistêmicas. Os diferenciais da abordagem empregada foram: (i) abranger o SIN com representação da malha de transmissão e (ii) não condicionar a operação das UHRs a cenários com sobras de energia elétrica.

O emprego das UHRs para amparar a geração das FRVs no SIN deve ficar atrelado ao comportamento da aderência entre os perfis de geração das FRVs e da carga. A princípio, os resultados apontam que a flexibilidade operativa do SIN pode absorver uma elevada geração de FRVs no sistema sem medidas urgentes de armazenamento adicional.

Nas condições avaliadas para o subsistema Sul, com base no Modelo 33 Barras, a geração das FRVs sem necessitar a inclusão de UHRs correspondeu a 63% da carga média para perfis bem aderentes, 56% da carga média para perfis *flat* de geração de FRVs e 44% da carga média no caso de perfis não aderentes.

Nas condições avaliadas para o SIN, com base no Modelo LYNX para perfis de geração de FRVs e carga bem aderentes, não se verificou a rejeição de geração das FRVs para uma participação entre 24% a 44% em relação à carga, neste caso também computada a contribuição das usinas hidrelétricas a fio d'água operadas centralizadamente. Para uma análise mais simplificada, a capacidade da geração das FRVs estaria próxima a 60% da carga média.

Logo, a operação das UHRs no SIN baseada exclusivamente em excedentes elétricos tende a permanecer condicionada à disponibilidade de vertimentos turbináveis das hidrelétricas despacháveis. Para as condições avaliadas, esta situação foi satisfeita para qualquer cenário com série de vazões a partir de 100% da média histórica do sistema.

O padrão de captura dos excedentes turbináveis mostrou-se dependente da localização geográfica das UHRs. As configurações com UHRs nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentaram comportamentos similares, concentrando aproximadamente 60% da captura de excedentes turbináveis no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. A configuração com UHRs no subsistema Nordeste promoveu um padrão mais equilibrado além de potencializar a absorção de excedentes escoados do subsistema Norte, com 43% do total.

De forma análoga, o aumento do despacho termelétrico decorrente do acionamento das UHRs em cenários hidrológicos abaixo da média histórica também foi influenciado pela localização geográfica das UHRs. Os arranjos para as configurações com UHRs nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul resultam praticamente idênticos, concentrando aproximadamente 56% dos incrementos de geração termelétrica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 36% no subsistema Nordeste.

Esta distribuição progressivamente se inverte para 26% e 54%, respectivamente, na medida em que UHRs no subsistema Nordeste são adicionadas na configuração. A inclusão de UHRs no subsistema Nordeste também proporcionou menores custos de operação incrementais do sistema em função do melhor desempenho em absorver os vertimentos turbináveis localizados e de arranjos mais econômicos de despacho termelétrico incremental.

A instalação de UHRs no subsistema Nordeste pode oferecer, portanto, maior sinergia com a estratégia de expansão hidrelétrica do subsistema Norte e flexibilidade na gestão de recursos ao operador do sistema.

Os impactos do acionamento das UHRs sobre o custo de operação do sistema refletiram os níveis de inflexibilidade da configuração termelétrica adotada e correlata estrutura de custos, bem como a sazonalidade complementar entre a geração das

hidrelétricas despacháveis e das FRVs. O custo de operação médio das UHRs, sob a perspectiva do SIN, resultou igual a 232 R\$/MWh para as condições avaliadas.

Tais impactos podem ser amenizados por políticas de expansão de termelétricas com despacho na base ou de FRVs com sazonalidade complementar aos períodos hidrológicos da estação seca do SIN, como eólicas e biomassa.

Os resultados também evidenciaram a importância da representação da rede elétrica no mapeamento do desempenho operacional das UHRs em relação ao sistema. Exemplos identificados para cenários hidrológicos favoráveis foram a captura parcial de excedentes turbináveis repassados pelos estudos energéticos ou até mesmo a rejeição de Metas Energéticas.

Por outro lado, observou-se a redução de custos operacionais para o SIN possibilitada pelo descongestionamento de gargalos de fluxo e supressão da rejeição de Geração Externa em cenários hidrológicos desfavoráveis. Portanto, não somente a posição geográfica, mas a seleção de pontos de conexão estratégicos para as UHRs também pode melhorar o desempenho global do SIN.

Por fim, a abordagem proposta mostrou-se viável para delimitar as regiões favoráveis e custos associados para a operação de UHRs sob a perspectiva do SIN. A expressão dos resultados por meio de índices de desempenho possibilita a mensuração do comportamento de parâmetros sistêmicos para uma extensa gama de cenários em uma base comum, podendo servir de ferramenta suporte para estudos regulatórios, estratégias operacionais e de planejamento em relação às tecnologias de *hedge* operacional. O emprego do Modelo LYNX no presente trabalho também consolida avanços no campo científico relacionados à integração de estudos energéticos e elétricos, indicando perspectivas positivas para o aprimoramento de ferramentas voltadas ao planejamento da operação do SIN.

Face aos resultados obtidos, são recomendadas as seguintes abordagens em trabalhos futuros:

- a) aprimoramento da presente pesquisa no tocante à modelagem da geração das fontes não operadas centralizadamente, aumento do número de patamares e refinamento das restrições operativas das hidrelétricas despacháveis e UHRs;

- b) avaliação da influência de perfis de carga devido ao desenvolvimento de novos setores, como o de veículos elétricos por exemplo, na dinâmica de operação do SIN e das UHRs;
- c) avaliação de implantação de UHRs no subsistema Nordeste, considerando-se a sinergia observada em relação ao escoamento da geração hidrelétrica do subsistema Norte e captura de vertimentos turbináveis localizados;
- d) otimização de pontos de conexão estratégicos para as UHRs no SIN considerando-se critérios elétricos;
- e) valoração econômica dos serviços de *hedge* operacional no SIN, tais como alternativa de ponta, serviços ancilares e amortecimento do perfil e rampas de geração de FRVs.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, ÁLVARO AUGUSTO WALDRIGUES de. **Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa considerando gerenciamento de cargas**. 153 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

ALVES, W. F. **Proposição de Sistemas -Teste para análise computacional de sistemas de potência**. [S.l.]: Universidade Federal Fluminense, 2007.

ANDRIOLO, R. F. **Acoplamento elétrico energético no planejamento da operação em médio prazo com restrição de transmissão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

BARBOSA FILHO, W. P.; SILVA, L. M. L da.; SILVA, N. V da. M; OLIVEIRA, K. A. B de. **Storage of Energy in Brazil: Technologies, Context and Perspectives**. Trabalho apresentado no III LATIN AMERICAN HYDRO POWER AND SYSTEMS MEETING, 2017, Quito, Equador.

BARBOSA, L. S. N. S.; OROZCO, J. F.; BOGDANOV, D.; VAINIKKA, P.; BREYER, C. Hydropower and power-to-gas storage options: The Brazilian energy system case. **Energy Procedia**, n. 99, p. 89-107, 2016.

BERRIL, P.; ARVESEN, A.; SCHOLZ, Y.; GILS, H. C.; HERTWICH, E.G. Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe. **Environmental Research Letters** **11** 014012, 2016. DOI. 10.1088/1748-9326/11/1/014012.

BESSA, R.; MOREIRA, C.; SILVA, B.; FILIPE, J.; FULGÊNCIO, N. Role of pump hydro in electric power systems. **Journal of Physics: Conference Series** **813** 012002, 2017. DOI. 10.1088/1742-6596/813/1/012002.

BESSA, R.J.; COSTA, I. C.; BREMERMAN, L.; MATOS, M. A. **Operational Strategies for the Optimized Coordination of Wind Farms and Hydro-Pump Units**. Trabalho apresentado no 8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion MEDPOWER, 2012.

BESSA, MARCELO RODRIGUES. **Novos Métodos e Modelos de Otimização do Despacho Hidrotérmico Mediante Algoritmos Híbridos Considerando Modelagem Individualizada de Usinas**. 48 p. Curitiba: Universidade Federal do Paraná/Departamento de Hidráulica e Saneamento, ago. 2014. (Projeto P&D ANEEL 6491-0307/2013). Projeto em andamento.

BIANCHI, M.; BRANCHINI, A.; DE PASCALE, A.; PERETTO, A.; MELINO, F.; ORLANDINI, V. Pump hydro storage and gas turbines technologies combined to handle wind variability: optimal hydro solution for an Italian case study. **Energy Procedia**, n. 82, p. 570-576, 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 24 ago. 2018.

BLANCO H., FAAIJ, A. A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 81, p. 1049–1086, 2018. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 13 set. 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: MME/EPE, 2007.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: MME/EPE, 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Brasília: MME/EPE, 2018.

_____. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019: ano base 2018**. Rio de Janeiro: dez. 2019.

BROWN, J. G. Mechanical and Electrical Engineering. In **Hydro-Electric Engineering Practice**, v. II, 1958. p. 648-686.

BROWN, PAUL DAVID. **Evaluation of Integration of Pumped Storage Units in a Isolated Network**. Dissertação de Mestrado - Universidade do Porto, Porto, 2006.

BUENO, C., CARTA, J. A.: Wind powered pumped hydro storage systems, a means for increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 10, p. 312-340, 2006. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 28 jan. 2016.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil e no Mundo: Aplicação e Perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, Santa Maria, v. 19, n. 2, p. 1230-1249, mai./ago. 2015a.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: Conventional reservoir or pumped storage plant? **Journal of Energy Storage**, n. 4, p. 96-105, 2015b. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 05 nov. 2016.

CANTÃO, MAURÍCIO P.; BETTEGA, R.; BESSA, MARCELO R.; GEUS, KLAUS de. **Perspectiva do Excedente Eólico do Nordeste no Horizonte Decenal Considerando a Localização da Expansão e Padrão de Carga da Região**. Trabalho apresentado no XI CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Cuiabá, 11 a 14 set. 2018.

CANTÃO, MAURÍCIO P.; BESSA, MARCELO R.; BETTEGA, RENÊ; DETZEL, DANIEL H. M.; LIMA, JOÃO M. Evaluation of hydro-wind complementarity in the Brazilian territory by means of correlation maps. **Renewable Energy**, n. 101, p. 1215-1225, 2017.

CASTRONUOVO, EDGARDO; LOPES, JOÃO ABEL PEÇAS. Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, dec. 2004. DOI. 10.1016/j.ijepes.2004.08.002.

CEPEL. **Projeto NEWAVE - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes**: manual do usuário, versão 25. [S.l.]: nov. 2018.

_____. **Projeto DECOMP – Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo**: manual de referência, versão 28. [S.l.]: abr. 2018.

CAPITANESCU, FLORIN; WEHENKEL, LOUIS. Experiments with the interior-point method for solving large scale Optimal Power Flow problems. **Electric Power Systems Research**, n. 95, p. 276-283, 2013.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 15 mai. 2017.

CENTENO, M. À. F., QUEVEDO, A. M., GUTIÉRREZ, J. M. Q., NUEDA, R. C.; HART, J. Creating a Hybrid Hydro-Wind System on a Spanish Island. **HydroWorld.com**, 2012. Disponível em: <<http://www.hydroworld.com/articles/print/volume-20/issue-5/articles/pumped-storage/creating-a-hybrid-hydro-wind-system-on.html>>. Acesso em: 22 fev. 2016.

CESP. **Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis Junto às Serras Geral e Mantiqueira no Estado de São Paulo – Fase de Pré-Inventário**. São Paulo: 1979.

CESP. **Usina Reversível de Caraguatatuba**. São Paulo: Centrais Elétricas de São Paulo, Diretoria de Engenharia, Órgão de Planejamento, junho 1974. Relatório sobre os Estudos Preliminares.

CHARLTON, A., HAAG, T. Pumped Storage: Investigating Development of the Elmhurst Quarry Project. **HydroWorld.com**, 2012. Disponível em: <<http://www.hydroworld.com/articles/print/volume-31/issue-08/pumped-storage-investigating-development-of-the-elmhurst-quarry-project.html>>. Acesso em: 25 fev. 2016.

CHENG, CHUN-TIAN; CHENG, XIONG; SHEN, JIAN-JIAN; WU, XIN-YU. Short-term peak shaving operation for multiple power grids with pumped storage power plants. **Electrical Power and Energy Systems**, n. 67, p. 570-581, 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 18 set. 2017.

CONNOLLY, D. **The Integration of Fluctuating Renewable Energy Using Energy Storage**. 433f. Thesis (Doctor of Philosophy) – Department of Physics and Energy, University of Limerick, Ireland, 2010.

CORREIA, P.F.; JESUS, J. M. F.; LEMOS, J.M. Sizing of a pumped storage power plant in S. Miguel, Azores, using stochastic optimization. **Electric Power Systems Research**, n. 112, p. 20–26, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 23 set. 2017.

DAEE. **Aproveitamento dos Recursos Hídricos da Bacia do Rio Juquiá**. Plano Preliminar de Obras. São Paulo: Departamento de Águas e Energia Elétrica, 1980.

DE BOER, HARMEN SYTZE; GROND, LUKAS; MOLL, HENK; BENDERS, RENÉ. The application of power-to-gas, pumped hydro storage and compressed air energy storage in an electricity system at different wind power penetration levels. **Energy**, n. 72, p. 360-370, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 13 out. 2017.

DE JONG, P.; DARGAVILLE, R.; SILVER, J.; UTEMBE, S.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. A. Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. **Applied Energy**, n. 195, p. 538–555, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 17 abr. 2018.

DE JONG, P.; KIPERSTOK, A.; SÁNCHEZ, A. S.; DARGAVILLE, R.; TORRES, E. A. Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil. **Energy**, n. 100, p. 401–415, 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 13 set. 2018.

DELL, R. M.; RAND, D. A. J. Energy storage – a key technology for global energy sustainability. **Journal of Power Resources**, n. 100, p. 2–17, 2001. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 13 set. 2018.

DESTRO, NICOLA; KORPAS, MAGNUS; SAUTERLEUTE, JULIAN F. Smoothing of offshore wind power variations with Norwegian pumped hydro: case study. **Energy Procedia**, n. 87, p. 61-68, 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 17 nov. 2017.

DEY, A. K. Hybrid Hydro Renewable Energy Storage Model. **IOP Conference Series: Materials Science and Engineering** 302 012046, 2018. DOI. 10.1088/1757-899X/302/1/012046.

DOE. Global Energy Storage Database Projects. Disponível em: <<https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>>. Acesso em 04 mai. 2020.

_____. Global Energy Storage Database. Office of Electricity Delivery & Energy Reliability. Disponível em: <<http://www.energystorageexchange.org>>. Acesso em 02 mar. 2017.

DOE/EPRI. **DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA**. Albuquerque, New Mexico and Livermore, California: Sandia National Laboratories, jul. 2013.

ELETROBRÁS. **Estudos Técnicos para Implantação de Usinas Reversíveis**. Aproveitamento de Pacatuba. [S.l.]: Companhia Internacional de Engenharia, nov. 1978a. Relatório Parcial.

_____. **Estudos Técnicos para Implantação de Usinas Reversíveis**. Aproveitamento de Fumaça. [S.l.]: nov. 1978b. Relatório Parcial.

_____. **Estudos Técnicos para Implantação de Usinas Reversíveis.** Aproveitamento de Serra do Cipó. Rio de Janeiro: jan. 1979a. Relatório Final.

_____. **Estudos Técnicos para Implantação de Usinas Reversíveis.** Aproveitamento de Primavera. Rio de Janeiro: jan. 1979b. Relatório Final.

_____. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Levantamento do Potencial - Região Sudeste.** [S.l.]: Diretoria de Planejamento e Engenharia, Departamento de Recursos Energéticos, 1987. Relatório Preliminar.

_____. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Levantamento do Potencial - Região Nordeste.** [S.l.]: Diretoria de Planejamento e Engenharia, Departamento de Recursos Energéticos, 1988a. Relatório Preliminar.

_____. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Levantamento do Potencial - Região Sul.** [S.l.]: Diretoria de Planejamento e Engenharia, Departamento de Recursos Energéticos, 1988b. Relatório Preliminar.

_____. **MSUI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas: Manual de Metodologia, Versão 3.3.** Rio de Janeiro: 2014.

EPE. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração. Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização no SIN.** [Rio de Janeiro]: 2015a. Nota Técnica N° EPE-DEE-DEA-RE-001/2015-r0.

_____. Leilão de Energia Nova A-5 2015. Arquivos MSUI.2014.zip, 2015b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 06 dez. 2016.

_____. **Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão. Análise Técnico-Econômica das Alternativas: Relatório R1. Aumento da Capacidade de Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B.** [Rio de Janeiro]: 2016a. Nota Técnica N° EPE-DEE-RE-020/2016-rev0.

_____. **Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento.** Empresa de Pesquisa Energética. [Rio de Janeiro]: ago. 2018. Nota Técnica N° EPE-DEE-NT-067/2018-r0. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 11 out. 2018.

_____. **Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): METODOLOGIA E RESULTADOS PRELIMINARES PARA O ESTADO DO RIO DE JANEIRO.** [Rio de Janeiro]: fev. 2019. N. EPE-DEE-NT-006/2019-r0. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 15 mar. 2019.

EPRI. **Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits.** Palo Alto: Electric Power Research Institute, 2010.

EURELECTRIC (Union of the Electricity Industry). **Hydro in Europe: Powering Renewables**. [S. l.]: 2010. Report of EURELECTRIC Renewables Action Plan. Disponível em: <<http://www.eurelectric.org>>. Acesso em: 03 nov. 2015.

ESB. 40 years Turlough Hill. Disponível em: <<http://www.esb.ie>>. Acesso em: 19 ago. 2017.

EUROPEAN COMMISSION. **Pumped-hydro energy storage: potential for transformation from single dams**. Luxembourg: Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, 2012. JRC Scientific and Technical Reports. Disponível em <<http://www.ec.europa.eu>>. Acesso em: 15 out. 2015.

FERREIRA, T. V. B. **Usinas Reversíveis: Perspectivas no Setor Elétrico Brasileiro**. Trabalho apresentado no X Simpósio sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas e Usinas Reversíveis, Florianópolis, 28 abr. 2016.

FOLEY, A. M.; LEAHY, P. G.; LI, K.; MCKEOGH, E. J.; MORRISON, A. P. A long-term analysis of pumped hydro storage to firm wind power. **Applied Energy**, n. 137, p. 638-648, 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 05 nov. 2016.

FUJIHARA, T.; IMANO, H.; OSHIMA, K. Development of Pump Turbine for Seawater Pumped-Storage Plant. **Hitachi Review**, v. 47, n. 5, p. 199-202, 1998.

GAJIC, A.; STEVANOVI, V.; PEJOVIC, S.; KARNEY, B. Hydro storage reduces electricity costs and keep wind and solar unpolluted. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science** 240 082015, 2019. DOI. 10.1088/1755-1315/240/8/082015.

GALLO, A. B.; SIMÕES-MOREIRA, J. R.; COSTA, H. K. M.; SANTOS, M. M.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. Energy storage in the energy transition context: A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 65, p. 800-822, 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 13 set. 2018.

GARCIA-GONZÁLEZ, J.; RUIZ DE LA MUELA, R. M.; SANTOS, L. M.; GONZÁLEZ, A. M. Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 23, n. 2, may. 2008.

GETH, F.; BRIJS, T.; KATHAN, J.; DRIESEN, J.; BELMANS, R. An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 52, p. 1212-1227, 2015.

GIBESCU, M.; BRAND, A. J., de BOER, W. W. **System Balancing with 6 GW Offshore Wind Energy in the Netherlands, Instruments for Balance Control**. Trabalho apresentado no 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Energy, Madrid, Spain, 26-27 may. 2008.

GIMENO-GUTIÉRREZ, M.; LACAL-ARÁNTGUI, R. Assessment of the European potential for pumped hydropower energy based on two existing reservoirs. **Renewable Energy**, n. 75, p. 856-868, 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 05 jan. 2016.

GODINA, R., RODRIGUES, E. M. G., MATIAS J. C. O., CATALÃO J. P. S. **Sustainable Energy System of El Hierro Island**. Trabalho apresentado no International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'15), La Coruna, 2015. Disponível em: <<http://www.icrepq.com/icrepq'15/232-15-godina.pdf>>. Acesso em: 22 fev. 2016.

GRAMULIA JÚNIOR, JACYRO. **Contribuição da Usina Hidroelétrica de Henry Borden para o planejamento de sistemas hidrotérmicos de potência**. 93 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Centro de Engenharia, Universidade Federal do ABC, Santo André, 2009.

HELL, J. High flexible Hydro Generation concepts for future grids. **Journal of Physics: Conference Series** **813** 012007, 2017. DOI. 10.1088/1742-6596/813/1/012007.

HOLTTINEN, H. Estimating the impacts of wind power on power systems – summary of IEA Wind collaboration. **Environmental Research Letters** **3** 025001, 2008. DOI. 10.1088/1748-9326/3/2/025001.

HUNT, J. D.; FREITAS, M. A. V.; PEREIRA JÚNIOR, A. M. Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil. **Energy**, n. 78, p. 513-523, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 10 ago. 2017.

_____. A review of seasonal pumped-storage combined with dams in cascade in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 70, p. 385-398, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 13 set. 2018.

HYPOWER. **Revista de Tecnologia de Geração Hidrelétrica**, #25, Outono 2014.

INSTITUTOS LACTEC. **Modelagem Hidrológica e do Sistema Gerador**. Curitiba: 2018a. Relatório Técnico Anual 2017 DVSE/DPEM.

_____. **PROJETO PD 6491-0307/2013 - PROJETO LYNX - Otimização em Larga Escala Aplicada ao Despacho Hidrotérmico Brasileiro: Modelos Hierárquicos de Operação e Planejamento em Médio e Curto Prazos Com Integração de Energia e Potência: Relatório Integrador – Parte Elétrica – dezembro/2016 a dezembro/2017**. Curitiba: 2018b.

_____. **PROJETO PD 6491-0307/2013 - PROJETO LYNX - Otimização em Larga Escala Aplicada ao Despacho Hidrotérmico Brasileiro: Modelos Hierárquicos de Operação e Planejamento em Médio e Curto Prazos Com Integração de Energia e Potência: Relatório Técnico ANUAL - Dez/2017 - Nov/2018 – Equipe de Elétrica**. Curitiba: 2019a.

_____. **PROJETO PD 6491-0307/2013 - PROJETO LYNX - Otimização em Larga Escala Aplicada ao Despacho Hidrotérmico Brasileiro: Modelos Hierárquicos de Operação e Planejamento em Médio**

e Curto Prazos Com Integração de Energia e Potência: Relatório DEMANDA NEGATIVA. Curitiba: 2019b.

IQBAL, TARIQ. Feasibility Study of Pumped Hydro Energy Storage for Ramea Wind-Diesel Hybrid Power System. **The Harris Centre Memorial University**, 2009. Disponível em: <https://www.mun.ca/harriscentre/.../ARF_Iqbal_RameaHybrid.pdf>. Acesso em 03 nov. 2015.

IRENA. **The Age of Renewable Power. Designing National Roadmaps for a Successful Transformation**. [S.l.]: International Renewable Energy Agency, 2015.

ITRE. **European Renewable Energy Network**. [S.l.]: European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy, jan. 2012. Disponível em: <<http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies.do?language=EN>>. Acesso em: 03 nov. 2015.

KELLNER, E.; GRAMULIA JÚNIOR, J.; LEITE, P. T.; MORETTI, R. S.; BENASSI, R. F. Contribuição da usina hidrelétrica Henry Borden para o planejamento energético brasileiro. **Sinergia**, São Paulo, v.11, n.1, p. 95–111, jan./jun. 2010.

KRUGER, KLAUS. **Making the energy transition in Germany Successful by Pumped Storage Expansion**. Trabalho apresentado no Seminário Técnico sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro, Brasília, 2014.

KUCUKALI, S. Finding the most suitable existing hydropower reservoirs for the development of pumped-storage schemes: An integrated approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 37, p. 502-508, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 25 ago. 2017.

KUENZ. Limberg II pumped storage power plant, Austria. Disponível em: <<http://www.kuenz.com>>. Acesso em: 28 jan. 2016.

KUSAKANA, K. Optimization of the daily operation of a hydrokinetic–diesel hybrid system with pumped hydro storage. **Energy Conversion and Management**, n. 106, p. 901-910, 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 01 set. 2017.

LACHOVICZ, F.J.; FERNANDES, T. S.; BESSA, M. R.; de GEUS, K. **Ponderação de Critérios de Otimização Utilizados em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico que Realiza Despacho de Geração Hidrotérmico Mensal Discretizado por Patamares de Carga**. Trabalho apresentado no SBSE (sessões virtuais), Santo André, 2020.

LEVINE, J. G. **Pumped Hydroelectric Energy Storage and Spatial Diversity of Wind Resources as Methods of Improving Utilization of Renewable Energy Resources**. Thesis (Master of Science) – College of Engineering and Applied Math, Michigan Technological University, 2007.

LIGHT. **Contribuições da LIGHT Serviços de Eletricidade S.A. Audiência Pública nº. 004/2005. ANEXO I – O Sistema Gerador da LIGHT**. [Rio de Janeiro]: 2005. Relatório técnico. Disponível em: <<http://www.light.com.br>>. Acesso em: 30 out. 2019.

_____. **Avaliação do potencial energético do reservatório de Lajes - Usina Reversível Cacaria I.** [Rio de Janeiro]: Superintendência de Engenharia de Geração, Área de Engenharia Civil, 1983. Relatório técnico.

LIMA, FLÁVIO ELIAS MESQUITA. **O Estudo da Inserção do Reativo da Usina Elevatória de Pedreira na Dinâmica do Sistema Elétrico da Grande São Paulo.** 170f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2012.

LU, BIN; STOCKS, MATTHEW; BLAKERS, ANDREW; ANDERSON, KIRSTEN. Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage. **Applied Energy**, n. 222, p. 300-312, 2018.

MA, T.; YANG, H.; LU, L.; PENG, J. Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong. **Renewable Energy**, n. 69, p. 7-15, 2014.

_____. Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization. **Applied Energy**, n. 137, p.649-659, 2015a.

_____. Optimal design of an autonomous solar-wind-pumped storage power supply system. **Applied Energy**, n. 160, p.728-736, 2015b.

MADLENER, R., SPECHT, J. M. **An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Coal Mines.** Aachen, Germany: RWTH Aachen University, feb. 2013. FCN Working Paper N°. 2/2013.

MAGAUER, PETER. **Overview on Pump Turbine Technology.** Trabalho apresentado no Seminário Técnico sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro, Brasília, 2014.

MING, Z.; KUN, Z.; LIANG, W. Study on unit commitment problem considering wind power and pumped hydro energy storage. **Electrical Power and Energy Systems**, n. 63, p. 91–96, 2014.

MIRANDA, R.; SORIA, R.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; SAPORTA, L. Contributions to the analysis of “Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil” [Energy 100 (2016) 401-415]. **Energy**, n. 118, p. 1198–1209, 2017.

MONTEIRO, R. D. C.; ADLER, I.; RESENDE, M. G. C. A Polynomial-Time Primal-Dual Affine Scaling Algorithm for Linear and Convex Quadratic Programming and Its Power Series Extension. **Mathematics of Operations Research**, v. 15, n. 2, p. 191–214, 1990.

MORAES, RODRIGO ALVES de; FERNANDES, THELMA SOLANGE PIAZZA; ARANTES, ANDRE. G. B.; UNSIHUAY-VILA, CLODOMIRO. Short term scheduling of integrated power and spinning reserve of a wind-hydrothermal generation system with AC network security constraints. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, n. 29, p. 1-14, 2018.

MURAGE, MAUREEN WANJIKU; ANDERSON, C. LINDSAY. Contribution of pumped hydro storage to integration of wind power in Kenya: An optimal control approach. **Renewable Energy**, n. 63, p. 698-707, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 05 set. 2015.

MWH Americas Inc. **Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest**. [S.l.]: aug. 2009. Final Report. Disponível em: <<http://www.hydro.org>>. Acesso em: 14 out. 2015.

NACIF, L. A.; LOCATELLI, F. A.; CAMARGO, R. Análise da Repotenciação de Usinas Hidrelétricas do SIN Utilizando Unidades Geradoras Reversíveis. In: XXIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo de Estudo de Geração Hidráulica, Foz do Iguaçu, 2015. **Acervo Técnico...** Disponível em: <<http://www.xxiiisnp tee.com.br>>. Acesso em: 05 nov. 2016.

NATURSPEICHER GmbH. The Naturstromspeicher. Using Water to Store Energy. Disponível em: <<http://www.naturspeicher.de>>. Acesso em: 21 mar. 2017.

NHA. **Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development**. [S.l.]: NHA's Pumped Storage Development Council, [2015]. Disponível em: <<http://www.hydro.org>>. Acesso em: 14 out. 2015.

OLIVEIRA, FRANCISCO J. A. **Fontes Alternativas de Energia: Energia Eólica e Energia Solar**. Trabalho apresentado no Seminário Técnico sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro, Brasília, 2014.

OLIVEIRA, ISABELA ALVES DE; SCHAEFFER, ROBERTO; SZKLO, ALEXANDRE. The impact of energy storage in power systems: The case of Brazil's Northeastern grid. **Energy**, n. 122, p. 50-61, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 13 set. 2018.

OLIVEIRA, G. A. **Programação diária da operação integrada de redes de distribuição ativas considerando a inserção de veículos elétricos**. [S.l.]: Universidade Federal do Paraná, 2019.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica da Rede Básica**. [Rio de Janeiro]: 2017a. Procedimentos de Rede, Submódulo 2.8, revisão 2016.12. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 20 fev. 2017.

_____. Visão Geral do ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em 19 abr. 2017.

_____. Histórico de ENAS: Período de Referência 1931-2015. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 31 out. 2017.

_____. **Plano da Operação Energética 2018/2022 – PEN 2018. Sumário Executivo**. Rio de Janeiro: 2018.

_____. **IPDO – Informativo Preliminar Diário da Operação: Segunda-feira, 06 de maio de 2019.** [S.l.]: 2019a. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em 07 mai. 2019.

_____. Mapa Geolétrico: Rede de Operação do Brasil 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em 16 set. 2019.

ORGANIC POWER LTD. OP18 Project Brochure Issue 3, August 2011. Disponível em: <<http://www.organicpower.ie>>. Acesso em: 18 jan. 2016.

OÜ-ENERGIASALV, AF-ESTIVO. **Brief Description of the Muuga Seawater Pumped Hydro Accumulation Power Plant.** Tallinn, Estonia: 2010. Project No. ENE 1001. Disponível em: <<https://energiasalv.ee/>>. Acesso em: 20 dez. 2016.

PAGNIER, L.; JACQUOD, P. A predictive pan-European economic and production dispatch model for the energy transition in the electricity sector. **Physics.soc-ph**, 2017. Disponível em: <<https://arxiv.org/abs/1706.01666>>. Acesso em: 20 jun. 2017.

PAINE, N.; HOMANS, F. R.; POLLAK, M.; BIELICKI, J. M.; WILSON, E. J.. Why market rules matter: Optimizing pumped hydroelectric storage when compensation rules differ. **Energy Economics**, n. 46, p. 10–19, 2014.

PALUDAN, G. Green Power Island, Visionary ideas for the energy system of tomorrow, 2009. Disponível em: <<http://www.greenpowerisland.dk>>. Acesso em 26 fev. 2016.

PAPAEFTHYMIU, S. V.; KARAMANOU, E. G.; PAPATHANASSIOU, S. A.; PAPADOPOULOS, M. P. A Wind-Hydro-Pumped Storage Station Leading to High RES Penetration in the Autonomous Island System of Ikaria. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 1. n. 3, oct. 2010.

PARFOMAK, P. W. **Energy Storage for Power Grids and Electric Transportation: A Technology Assessment.** [S.l.]: mar. 2012. Congressional Research Service Report for Congress. Disponível em: <<http://www.abaque.com.br>>. Acesso em: 18 ago. 2017.

PÉREZ-DÍAZ, J. I., CAVAZZINI, G., BLÁSQUEZ, F., PLATERO, C., FRAILE-ARDANUY, J., SÁNCHEZ, J. A. E CHAZARRA, M. **Technological developments for pumped-hydro energy storage.** [S.l.]: Mechanical Storage Subprogramme, Joint Programme on Energy Storage, European Energy Research Alliance, may 2014. Technical Report. Disponível em: <<http://www.eera-set.eu>>. Acesso em: 14 out. 2015.

PÉREZ-DÍAZ, J. I.; M. CHAZARRA, J. GARCÍA-GONZÁLEZ, G. CAVAZZINI, A. STOPPATO. Trends and challenges in the operation of pumped-storage hydropower plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 44, p. 767–784, 2015.

PICKARD, WILLIAM F. Where renewable electricity is concerned, how costly is “too costly”? **Energy Policy**, n. 49, p. 346-354, 2012.

PINHEIRO, V. C. N.; LIBANORI, G. H. D.; FRANCATO, A; L. Aspectos Regulatórios da Inserção de Sistemas Híbridos de Geração de Energia Elétrica Compostos por Fontes Hidráulicas Reversíveis e Fontes Intermitentes no Brasil. In: XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo de Estudo de Geração Hidráulica, Curitiba, 2017. **Acervo Técnico...** Disponível em: <<http://www.xxivsnptee.com.br>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

PLANO SANESP. **Plano Diretor de Utilização Integrada dos Recursos Hídricos na Região Metropolitana de São Paulo: Relatório Setorial No. 33, Usina Reversível em Cubatão**. São Paulo: 1983. Relatório técnico.

POPP, M. Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010. Disponível em: <<http://www.POPPware.de>>. Acesso em: 03 nov. 2015.

RAHIMI, E.; RABIEE, A.; AGHAEI, J.; MUTTAQI, K. M.; NEZHAD, A. E. On the management of wind power intermittency. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 28, p. 643–653, 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 13 set. 2018.

RAIMUNDO, D. R.; TIAGO FILHO, G. L. Pumped Hydroelectric Energy Storage Systems (PHES): Challenges and Perspectives in the Brazilian Energy Scenario. **American Journal of Hydropower, Water and Environment Systems**, v.6, p. 6-10, jan. 2018.

RAMOS, H. M., AMARAL, M. P., COVAS, D. I. C.: Pumped Storage Solution towards Energy Efficiency and Sustainability: Portugal Contribution and Case Studies. **Journal of Water Resource and Protection**, n. 6, p. 1099-1111, 2014.

REHMAN, S., AL-HADHRAMI, L. M., ALAM, MD. M. Pumped Hydro Energy Storage System: A Technological Review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 44, p. 586-598, 2015.

ROGEAUX, CÉDRIC. **Experiência da EDF em Usinas Hidrelétricas Reversíveis na França**. Trabalho apresentado no Seminário Técnico sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro, Brasília, 2014.

SAETRE, ANDREA LINN. **Variable Speed Pumped Storage Hydropower for Balancing Variable Power Production in Continental Europe**. 155f. Thesis (Master of Energy and Environmental Engineering) - Department of Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, 2013. Disponível em: <<https://daim.idi.ntnu.no/masteroppgaver/008/>>. Acesso em: 14 out. 2015.

SANTOS, S. P.; NÓBREGA NETO, O.; AQUINO, R. R. B. Proposta de Inserção do Armazenamento Não Convencional no Planejamento da Expansão. In: XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos, Curitiba, 2017. **Acervo Técnico...** Disponível em: <<http://www.xxivsnptee.com.br>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

SANTOS, S. P.; ALVES, F. R.; FREIRE, A. R. F.; PINTO, M. S. L. Metodologia para o Planejamento da Expansão Considerando a Inserção de Geração Eólica em Larga Escala na Matriz Energética Nacional. In: XXIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo de

Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos, Foz do Iguaçu, 2015. **Acervo Técnico...** Disponível em: <<http://www.xxiiisnptee.com.br>>. Acesso em: 09 nov. 2016.

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA JR., A. O. An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. **Renewable Energy**, n. 85, p. 137-147, 2016a.

_____. The role of wind power and solar PV in reducing risks in the Brazilian hydro-thermal power system. **Energy**, n. 115, p. 1748-1757, 2016b.

SIVAKUMAR, N., DAS, D., PADHY, N.P. Economic analysis of Indian pumped storage schemes. **Energy Conversion and Management**, n. 88, p. 168-176, 2014.

SLOCUM, ALEXANDER H.; HAJI, MAHA N.; TRIMBLE, A ZACHARY; FERRARA, MARCO; GHAEMSAIDI, SASAN J. Integrated Pumped Hydro Reverse Osmosis systems. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, n. 18, p. 80-99, 2016.

SOARES, P. P. B. M.; TENAGLIA, G. C.; HUNT, J. D.; RAMOS, D. S.; PEREIRA JÚNIOR, A. O. Reducing the Intermittence of Renewable Energy Sources with Seasonal-Pumped-Storage Plants. **American Journal of Hydropower, Water and Environment Systems**, v.4, p. 24-30, jun. 2017.

SOUSA, J. A. M., TEIXEIRA, F., FAIAS, S. Impact of a price-maker pumped storage hydro unit on the integration of wind energy in power systems. **Energy**, n. 69, p. 3 -11, 2014.

STATKRAFT [Statkraft Energi AS]. Ulla-Førre Hydropower Plant. Disponível em: <<http://www.statkraft.no>>. Acesso em: 25 fev. 2016.

StoRE Project. **Does Ireland need more storage? Power system overview and RES integration**. [S.I.]: 2013a. Technical Report.

_____. **Overview of the Danish Power System and RES integration**. [S.I.]: 2013b. Technical Report.

_____. **GERMANY - Overview of the electricity supply system and an estimation of future energy storage needs**. [S.I.]: 2013c. Technical Report.

_____. **Análisis del potencial del almacenamiento en el sistema eléctrico español actual y futuro**. [S.I.]: 2013d. Reporte Técnico.

_____. **Assessment of the Future Energy Storage Needs of Austria for Integration of Variable RES-E Generation - Austria**. [S.I.]: 2013e. Technical Report.

_____. **GREECE - Overview of the electricity system status and its future development scenarios – Assessment of the energy storage infrastructure needs**. [S.I.]: 2013f. Technical Report.

TELLER, OLIVIER. **Pumped Hydro Storage Plants**. Trabalho apresentado no Seminário Técnico sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro, Brasília, 2014.

TOLMASQUIM, MAURICIO TIOMNO. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EPE: Rio de Janeiro, 2016.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Electric Power Monthly June 2012. Chapter 1 – Net Generation. Disponível em: <<http://www.eia.gov>>. Acesso em: 03 nov. 2015.

VALHALLA. Espejo de Tarapacá Project. Disponível em: <<http://www.valhalla.cl>>. Acesso em: 01 mar. 2017.

VIOLA, L.; DA SILVA, L. C. P.; RIDER, M. J. **Otimização do Armazenamento de Energia Através de Bateria e Hidrogênio em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Trabalho apresentado no XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, Porto Alegre, 2017.

VOITH. Pumped Storage Machines. Reversible Pump Turbines, Ternary Sets and Motor-Generators. Disponível em: <<http://www.voith.com>>. Acesso em: 23 jan. 2017.

XU, Y. W.; YANG, J. Developments and characteristics of pumped storage power station in China. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science** **163** 012089, 2018. DOI. 10.1088/1755-1315/163/1/012089.

YANG, CHI-JEN. Pumped Hydroelectric Storage. Chapter 2. Duke University. Disponível em: <http://www.academia.edu/33849012/Pumped_Hydroelectric_Storage>. Acesso em: 03 nov. 2015.

YE, YINYU. **Interior-Point Algorithm: Theory and Analysis**. Wiley, Hoboken, NJ, 1997. p.109-117.

ZHANG, S.; ANDREWS-SPEED, P.; PERERA, P. The evolving policy regime for pumped storage hydroelectricity in China: A key support for low-carbon energy. **Applied Energy**, n. 150, p.15-24, 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>>. Acesso em: 20 out. 2017.

ZUCULIN, S.; PINTO, M. A. R. R. C.; BARBOSA, P. S. F.; TIAGO FILHO, G. L. **A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro**. Trabalho apresentado no Seminário Técnico sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro, Brasília, 2014.

APÊNDICE 1 – DADOS DO ESTUDO DE CASO COM O MODELO 33 BARRAS

DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA

N.	Nome	Usina	Tipo	Tensão	Carga (MW)
1	Governador Bento Munhoz	Hidro	Vq	13.8	
2	Salto Caxias	Hidro	PV	13.8	
3	Salto Segredo	Hidro	PV	13.8	
4	Bateias	UHR	PQ	230	600
5	Governador Bento Munhoz		PQ	500	
6	Cascavel		PQ	230	
7	Cascavel		PQ	138	100
8	Foz do Chopim		PQ	138	100
9	Segredo		PQ	500	
10	Bateias		PQ	500	
11	Cascavel do Oeste		PQ	500	
12	Salto Caxias		PQ	500	
13	Foz do Chopin		PQ	230	
14	Ita	Hidro	PV	13.8	
15	Machadinho	Hidro	PV	13.8	
16	Salto Osorio	Hidro	PV	13.8	
17	Salto Santiago	Hidro	PV	13.8	
18	Areia		PQ	500	
19	Areia		PQ	230	200
20	Blumenau		PQ	500	
21	Blumenau		PQ	230	900
22	Campos Novos		PQ	500	
23	Curitiba		PQ	500	
24	Curitiba	Termo/GE	PV	230	800
25	Caxias		PQ	500	
26	Caxias		PQ	230	700
27	Gravataí		PQ	500	
28	Ita		PQ	500	

29	Machadinho		PQ	500	
30	Salto Osorio		PQ	230	
31	Salto Santiago		PQ	500	
32	Gravatai-230		PQ	230	1000
33	Cascavel-230	Termo/GE	PQ	230	400

DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES DO SISTEMA
(1 pu = 100 MVA)

N.	De	Para	Nome	R (pu)	X (pu)	Bshunt (pu)
1	5	18	Governador Bento Munhoz-Areia 1	0.000100	0.001240	0.152040
2	5	18	Governador Bento Munhoz-Areia 2	0.000100	0.001260	0.154280
3	6	13	Cascavel-Foz do Chopin	0.011300	0.069900	0.126170
4	6	30	Cascavel-Salto Osório	0.012200	0.076900	0.138100
5	6	33	Cascavel-Cascavel Oeste 1	0.002200	0.010900	0.018601
6	6	33	Cascavel-Cascavel Oeste 2	0.001700	0.010300	0.020537
7	9	18	Segredo-Areia	0.000520	0.006540	0.804930
8	9	31	Segredo-Salto Santiago	0.000560	0.006970	0.857460
9	11	12	Cascavel Oeste-Salto Caxias	0.000500	0.007300	0.780600
10	13	30	Foz do Chopin-Salto Osório	0.001500	0.008900	0.016317
11	18	10	Areia-Bateias	0.002000	0.025500	3.127200
12	18	22	Areia-Campos Novos	0.001620	0.020480	2.501700
13	18	23	Areia-Curitiba	0.002000	0.026900	3.364000
14	19	30	Areia-Salto Osório 1	0.030450	0.157380	0.271230
15	19	30	Areia-Salto Osório 2	0.030410	0.157180	0.270890
16	20	22	Blumenau-Campos Novos	0.002556	0.029224	3.604000
17	20	23	Blumenau-Curitiba	0.001270	0.016030	1.958900
18	22	25	Campos Novos-Caxias	0.001877	0.023467	2.872400
19	23	10	Curitiba-Bateias	0.000500	0.004400	0.475800
20	25	27	Caxias-Gravataí	0.000733	0.009164	1.121700
21	27	28	Gravataí-Itá	0.002820	0.038520	4.937000
22	28	25	Itá-Caxias	0.001643	0.030339	3.548800
23	28	29	Itá-Machadinho	0.000730	0.009200	1.122600
24	28	31	Itá-Salto Santiago	0.001720	0.021700	2.651600
25	29	22	Machadinho-Campos Novos	0.000470	0.005900	0.718180
26	31	12	Salto Santiago-Salto Caxias	0.000760	0.011710	1.245800

27	10	4	Trafo Bateias 1	0.000320	0.011460	0.000000
28	10	4	Trafo Bateias 2	0.000300	0.011651	0.000000
29	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 1	0.000000	0.033600	0.000000
30	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 2	0.000000	0.033600	0.000000
31	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 3	0.000000	0.033600	0.000000
32	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 4	0.000000	0.033600	0.000000
33	6	7	Trafo Cascavel 1	0.000000	0.066400	0.000000
34	6	7	Trafo Cascavel 2	0.000000	0.062900	0.000000
35	3	9	Trafo Salto Segredo 1	0.000000	0.042000	0.000000
36	3	9	Trafo Salto Segredo 2	0.000000	0.042000	0.000000
37	3	9	Trafo Salto Segredo 3	0.000000	0.042000	0.000000
38	3	9	Trafo Salto Segredo 4	0.000000	0.042000	0.000000
39	12	2	Trafo Salto Caxias 1	0.000000	0.040800	0.000000
40	12	2	Trafo Salto Caxias 2	0.000000	0.040800	0.000000
41	12	2	Trafo Salto Caxias 3	0.000000	0.040800	0.000000
42	12	2	Trafo Salto Caxias 4	0.000000	0.040800	0.000000
43	13	8	Trafo Foz do Chopin	0.000000	0.063600	0.000000
44	18	19	Trafo Areia	0.000310	0.012070	0.000000
45	20	21	Trafo Blumenau 1	0.000310	0.011500	0.000000
46	20	21	Trafo Blumenau 2	0.000320	0.011630	0.000000
47	20	21	Trafo Blumenau 3	0.000000	0.012770	0.000000
48	23	24	Trafo Curitiba 1	0.000320	0.011630	0.000000
49	23	24	Trafo Curitiba 2	0.000310	0.011660	0.000000
50	25	26	Trafo Caxias 1	0.000200	0.012110	0.000000
51	25	26	Trafo Caxias 2	0.000200	0.012330	0.000000
52	14	28	Trafo Itá 1	0.000500	0.046150	0.000000
53	14	28	Trafo Itá 2	0.000500	0.046150	0.000000
54	14	28	Trafo Itá 3	0.000500	0.046150	0.000000
55	14	28	Trafo Itá 4	0.000500	0.046150	0.000000
56	14	28	Trafo Itá 5	0.000500	0.046150	0.000000
57	15	29	Trafo Machadinho 1	0.000000	0.041310	0.01377
58	15	29	Trafo Machadinho 2	0.000000	0.041310	0.000000
59	15	29	Trafo Machadinho 3	0.000000	0.041310	0.000000
60	16	30	Trafo Salto Osório 1	0.000800	0.068090	0.000000
61	16	30	Trafo Salto Osório 2	0.000800	0.068090	0.000000

62	16	30	Trafo Salto Osório 3	0.000800	0.068090	0.000000
63	16	30	Trafo Salto Osório 4	0.000800	0.068090	0.000000
64	17	31	Trafo Salto Santiago 1	0.000400	0.045450	0.000000
65	17	31	Trafo Salto Santiago 2	0.000400	0.045450	0.000000
66	17	31	Trafo Salto Santiago 3	0.000400	0.045450	0.000000
67	17	31	Trafo Salto Santiago 4	0.000400	0.045450	0.000000
68	27	32	Trafo Gravataí 1	0.000300	0.012190	0.000000
69	27	32	Trafo Gravataí 2	0.000390	0.011380	0.000000
70	27	32	Trafo Gravataí 3	0.000360	0.012170	0.000000
71	11	33	Trafo Cascavel Oeste	0.000000	0.012700	0.000000

APÊNDICE 2 – DADOS DO ESTUDO DE CASO COM O MODELO LYNX

CONFIGURAÇÃO HIDRELÉTRICA

REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE							
USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX
SALTO*	116	A. VERMELHA	1396	JUPIÁ	1551	JIRAU*	3750
SALTO VERDINHO*	93	NOVA PONTE	510	PORTO PRIMAVERA	1540	STO ANTONIO*	3568
ESFORA	32	MIRANDA	408	A. A. LAYDNER	101	DARDANELOS*	261
CACU	65	CAPIM BRANCO 1	240	PIRAJU	80	JAGUARI	68
B. COQUEIROS	90	CAPIM BRANCO 2	210	CHAVANTES	414	PARAIBUNA	87
FOZ R. CLARO	68	BATALHA	53	OURINHOS	44	SANTA BRANCA	56
CAMARGOS	46	SERRA FACAO	213	L. N. GARCEZ	74	FUNIL	222
ITUTINGA	52	EMBORCAÇÃO	1192	CANOAS II	72	LAJES	0
FUNIL GRANDE	180	CORUMBÁ IV	127	CANOAS I	83	PICADA*	50
FURNAS	1312	CORUMBÁ III	96	CAPIVARA	619	SOBRAGI*	60
M. DE MORAES	478	CORUMBÁ I	375	TAQUARUÇU	525	ILHA POMBOS*	187
ESTREITO	1104	ITUMBIARA	2082	ROSANA	354	SALTO GRANDE*	102
JAGUARA	424	CACH. DOURADA	658	GUARAPIRANGA	0	PORTO ESTRELA	112
IGARAPAVA	210	SÃO SIMÃO	1710	BILLINGS	0	CANDONGA*	140
VOLTA GRANDE	380	BARRA BONITA	140	HENRY BORDEN	889	GUILMAN-AMORIM*	140
P. COLOMBIA	328	A. S. LIMA	144	JAURU*	118	SÁ CARVALHO*	78
CACONDE	80	IBITINGA	131	TELES PIRES*	1820	BAGUARI	140
E. DA CUNHA	109	PROMISSÃO	264	RONDON II	74	AIMORÉS	330
A S OLIVEIRA	32	N AVANHANDAVA	347	PONTE PEDRA*	176	MASCARENHAS	198
MARIMBONDO	1488	ILHA SOLT. EQUIV.	4252	GUAPORÉ*	120	ROSAL*	55
SAMUEL	217	IRAPÉ	399	SERRA MESA	1275	LAJEADO	903
STA CLARA MG*	60	RETIRO BAIXO	84	CANA BRAVA	450	PEIXE ANGICAL	499
MANSO	210	TRÊS MARIAS	396	SÃO SALVADOR	243		
ITIQUEIRA I*	61	ITIQUEIRA II*	97	QUEIMADO	105		
REGIÃO SUL							
USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX
QUEBRA QUEIXO	120	PASSO REAL	158	ITAIPU	14000	FUNDÃO	120
SÃO JOSÉ*	51	JACUÍ	180	ITÁ	1450	JORDÃO	0
PASSO S. JOÃO*	77	ITAÚBA	500	PASSO FUNDO	226	GBM	1676
BARRA GRANDE	690	DONA FRANCISCA	125	MONJOLINHO	74	SEGREDO	1260
GARIBALDI	175	GPS	260	FOZ CHAPECÓ	855	SALTO SANTIAGO	1420
CAMPOS NOVOS	880	SALTO PILÃO*	191,89	CASTRO ALVES*	130	SALTO OSÓRIO	1078
MACHADINHO	1140	STA CLARA PR	120,168	MONTE CLARO*	130	SALTO CAXIAS	1240
ERNESTINA	0	MAUÁ	352	14 DE JULHO*	100		
REGIÃO NORDESTE							
USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX
ITAPEBI	462	BOA ESPERANÇA	237	ITAPARICA	1480	XINGÓ	3162
PEDRA CAVALO	160	SOBRADINHO	1050	COMP. PAF-MOX	4280		
REGIÃO NORTE							
USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX	USINA	POTÊNCIA (MW) MÁX
ESTREITO TOC	1087	BALBINA	250	COARACY NUNES*	78	STO ANTONIO JARI*	370
TUCURUÍ	8535	CACH. CALDEIRÃO*	219	FERREIRA GOMES*	252	CURUA-UNA	30
B. M. PIMENTAL	1082						

*USINA HIDRELÉTRICA NÃO DESPACHÁVEL (A FIO D'ÁGUA SEM REGULARIZAÇÃO A MONTANTE)

CONFIGURAÇÃO TERMELÉTRICA

REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE						
USINA	POTÊNCIA (MW)		CUSTO R\$/MWh	USINA	POTÊNCIA (MW)	
	MÁX	MÍN			MÁX	MÍN
ANGRA II	1230	1080	20,12	IBIRITERMO	203	
ANGRA I	535	520	29,13	TERMORIO_L13	237	26
NORTEFLU-1	400	400	52,42	ST.CRUZ 34	232	
NORTEFLU-2	82		60,83	VIANA	161	
BAIXADA FLU	487		88,08	F.GASPARIAN	490	
ST.CRUZ NOVA	409		107,86	PIRAT.12 G	163	
NORTEFLU-3	163		116,75	R.SILVEIRA	9	
LINHARES	197		159,28	CUIABA G CC	473	
DO ATLANTICO	205	202	169,54	TERMOMACAE	861	
T LAGOAS_L1	115		195,96	PALMEIRAS GO	118	
JUIZ DE FORA	80		213,84	IGARAPE	68	
NORTEFLU-4	104		232,56	T.NORTE 2	286	
TERMORIO_L1	687	75	236,1	DAIA	38	
CCBS_L1	144	63	293,68	GOIANIA II	95	
W.ARJONA	161		297,27	CARIOBA	36	
CCBS_L13	54	24	300,62	UTE BRASILIA	7	
T LAGOAS_L13	186		301,94	XAVANTES	53	
EBOLT_L1	279		309,73	EBOLT_L13	56	
REGIÃO SUL						
USINA	POTÊNCIA (MW)		CUSTO R\$/MWh	USINA	POTÊNCIA (MW)	
	MÁX	MÍN			MÁX	MÍN
CANDIOTA 3	231		76,10	CISFRAMA	3	
J.LACERDA C	291	291	155,85	FIGUEIRA	8	
J.LACERDA B	202	160	186,33	URUGUAIANA	335	
J.LACERDA A2	103	33	195,49	CANOAS	235	
S.JERONIMO	6		248,31	ARAUCARIA	433	
J.LACERDA A1	58	25	258,42	NUTEPA	23	
REGIÃO NORDESTE						
USINA	POTÊNCIA (MW)		CUSTO R\$/MWh	USINA	POTÊNCIA (MW)	
	MÁX	MÍN			MÁX	MÍN
TERMOPE	428	349	70,16	CAMACARI PI	132	
P. PECEM I	582		114,22	MURICY	133	
P. PECEM II	340		125,67	PETROLINA	132	
FORTALEZA	306		139,88	ALTOS	7	
PERNAMBUCO_III	172		260,84	ARACATI	6	
TERMOBAHIA	149		279,04	BATURITE	6	
TERMOCEARA	164		300,80	CAMPO MAIOR	7	
MARACANAU I	145		300,93	CAUCAIA	8	
FAFEN	99		301,36	CRATO	7	
SUAPE II	337		305,43	ENGUIA PECEM	8	
TERMOCABO	48		314,03	IGUATU	8	
VALE DO ACU	279		314,63	JUAZEIRO N	9	
CAMPINA GDE	158		317,59	MARAMBAIA	6	
TERMONE	142		320,68	NAZARIA	7	
TERMOPB	138		320,68	POTIGUAR	50	
GLOBAL I	129		361,87	POTIGUAR III	64	
GLOBAL II	131		361,87	PAU FERRO I	92	
SYKUE I	29		510,12	TERMOMANAU	138	
BAHIA I	27		511,84	CAMACARI D/G	202	
REGIÃO NORTE						
USINA	POTÊNCIA (MW)		CUSTO R\$/MWh	USINA	POTÊNCIA (MW)	
	MÁX	MÍN			MÁX	MÍN
MARANHAO III	501	482	74,91	GERAMAR II	154	
PARNAIBA IV	52		88,97	MAUA B3	100	100
MARANHAO IV	325		101,01	MAUA B4	106	
MARANHAO V	327		101,01	SANTANA W	52	
PORTO ITAQUI	311		120,83	SAO JOSE	42	
N.VENECIA 2	164		203,00	IRANDUBA	25	
APARECIDA	150	150	302,19	SANTANA LM	43	
GERAMAR I	157		317,57			

CARGA (MW médio)

SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												43341
2018	44666	46221	45125	43979	42615	41953	42024	43011	43756	44466	43703	43341
2019	44603	46092	44937	43728	42304	41579	41587	42510	43193	43841	43016	43016
2020	44423	46059	45050	43989	42711	42132	42286	43357	44185	44980	44301	44302
2021	45327	46576	45197	43757	42100	41144	40918	41610	42062	42475	41416	41419
2022	42779	44366	43325	42222	40903	40284	40396	41425	42215	42965	42243	
SUBSISTEMA SUL												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												14761
2018	15410	15816	15113	14295	13964	14004	14223	14204	14014	14313	14527	14761
2019	15398	15793	15079	14250	13907	13936	14143	14114	13912	14198	14402	14402
2020	15120	15594	14961	14210	13947	14056	14342	14392	14271	14636	14920	14919
2021	15607	16050	15387	14607	14314	14393	14650	14671	14519	14855	15109	15110
2022	15819	16282	15640	14881	14610	14710	14988	15030	14898	15255	15530	
SUBSISTEMA NORDESTE												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												10829
2018	10515	10695	10877	10738	10384	10109	9994	10094	10435	10674	10799	10829
2019	10762	10745	10961	10856	10536	10296	10216	10351	10726	10999	11156	11155
2020	11118	11107	11332	11237	10926	10694	10622	10766	11150	11431	11597	11598
2021	11570	11573	11808	11724	11423	11202	11141	11294	11690	11981	12159	12158
2022	12102	12075	12282	12169	11840	11590	11501	11626	11992	12255	12404	
SUBSISTEMA NORTE												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												4451
2018	4255	4434	4563	4582	4521	4301	4421	4721	4819	4689	4635	4451
2019	4384	4446	4590	4619	4569	4357	4491	4802	4908	4792	4748	4746
2020	4685	4752	4893	4926	4878	4671	4805	5118	5228	5114	5073	5079
2021	5105	5188	5462	5561	5585	5441	5650	6034	6215	6168	6195	6179
2022	6119	6118	6308	6323	6262	6034	6159	6459	6556	6425	6368	



GERAÇÃO EXTERNA (MW médio)

SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												5680
2018	3521	3822	3791	5335	6394	6126	6650	6783	6819	7070	7182	5680
2019	3366	3513	3328	4718	5622	5199	5569	5548	5429	5526	5484	5484
2020	3190	3357	3192	4602	5526	5125	5515	5514	5415	5532	5510	5510
2021	3276	3502	3397	4866	5850	5507	5957	6015	5976	6152	6190	6190
2022	3933	4136	4008	5455	6416	6051	6478	6513	6451	6605	6620	

SUBSISTEMA SUL												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												2081
2018	1948	2089	2019	2036	2267	2640	2850	2786	3145	3507	2743	2081
2019	1888	1969	1839	1796	1968	2281	2431	2307	2607	2909	2085	2085
2020	1896	1981	1856	1817	1993	2310	2465	2345	2649	2955	2136	2136
2021	1924	1987	1839	1778	1931	2226	2358	2216	2497	2781	1939	1939
2022	1721	1779	1625	1558	1706	1995	2121	1974	2249	2528	1680	

SUBSISTEMA NORDESTE												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												4375
2018	2873	2920	1912	2541	3376	5174	6092	7186	7477	7072	5641	4375
2019	2930	3033	2082	2767	3658	5514	6488	7639	7986	7638	6263	6263
2020	4707	4698	3635	4209	4988	6732	7594	8633	8869	8409	6923	6923
2021	5489	5603	4664	5360	6262	8128	9114	10276	10634	10298	8934	8934
2022	7371	7355	6286	6853	7625	9362	10218	11250	11479	11013	9519	

SUBSISTEMA NORTE												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												296
2018	337	459	481	532	386	305	276	300	288	254	188	296
2019	356	497	538	609	482	420	410	454	461	446	399	399
2020	451	584	617	679	544	474	456	492	491	468	413	413
2021	469	606	644	711	581	515	502	542	545	527	477	477
2022	522	649	676	732	591	515	491	520	514	485	424	



META ENERGÉTICA TOTAL - USINAS DESPACHÁVEIS (MW médio)

SÉRIE dez/1978-nov/1983												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												54877
2018	60656	66102	64740	61966	58419	54230	54819	56657	57964	59042	60446	62850
2019	64420	67872	68133	63934	59156	55506	56031	58192	59233	59521	60604	61195
2020	65246	66067	65605	62517	58315	54794	56300	58844	60025	60236	61324	63626
2021	67679	71939	70702	69049	65809	63520	64797	64597	65519	66932	67878	70642
2022	73334	78015	79738	79105	77368	73783	71818	71443	72622	72785	74147	
SÉRIE dez/1989-nov/1994												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												59117
2018	64266	63048	62540	58522	53968	51929	52966	54668	55396	55463	55201	56361
2019	59409	62349	63066	60088	55662	52298	52931	54334	56086	56492	57345	56936
2020	61180	67270	67456	65498	63263	58778	57306	59329	59258	59329	60332	59771
2021	64213	67311	68355	63261	57048	54523	56016	56793	57802	58197	57378	56572
2022	60672	65937	64806	61437	57004	55533	56245	56677	58721	59075	59173	
SÉRIE dez/1972-nov/1977												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												51834
2018	55723	57641	58062	55898	50185	47995	49026	50744	51949	52429	51500	52536
2019	56499	58804	60692	56232	51853	49658	49616	51280	52744	53653	53867	52224
2020	55967	57068	58403	54807	51257	49098	49631	51973	53838	54519	56255	54119
2021	57050	58747	59036	54910	50214	49471	50821	52664	53367	54203	55283	55424
2022	58999	63058	61572	57718	53539	50726	51667	53736	55284	56153	56840	
SÉRIE dez/1933-nov/1938												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												42377
2018	45475	46571	46783	44411	39393	36748	37024	39112	41235	42086	41680	45335
2019	53140	56677	55993	52515	47320	45143	45041	46547	48375	49864	50338	47801
2020	51727	53170	54149	50852	47536	44872	46157	48249	49509	50996	53020	50383
2021	53848	55311	55652	51960	46382	45235	45160	47020	47836	48201	49250	48100
2022	51734	52192	53261	49296	46211	45700	45805	47916	49252	49420	50510	
SÉRIE dez/1951-nov/1956												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												40149
2018	42659	44872	46470	43112	39496	37556	38410	40611	41281	41740	41994	42878
2019	46450	46790	46965	43304	40267	38863	39343	41290	42622	42769	43686	41286
2020	44792	46083	46862	43007	39381	38961	40063	42808	44425	46025	46102	44811
2021	48179	47456	46832	42886	39484	38544	39442	40792	42277	43190	43879	40872
2022	44700	45684	45714	42169	39292	38691	39774	41614	43119	43989	43908	

Sazonalidade da Meta Energética Despachável



META ENERGÉTICA TOTAL - USINAS NÃO DESPACHÁVEIS (MW médio)

SÉRIE dez/1978-nov/1983												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												9959
2018	11436	11800	11919	12009	11655	9730	7038	5105	4425	4479	5416	6976
2019	10112	11362	11892	12002	11075	9709	7445	5513	5004	5186	5812	7654
2020	10040	11772	11394	11256	10642	9462	6349	4155	3753	4681	6988	9155
2021	11417	11970	12066	11966	11553	10967	9007	6380	4790	6553	8129	9475
2022	11049	11625	12013	11872	10884	10003	8921	6719	4745	4712	5868	
SÉRIE dez/1989-nov/1994												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												7328
2018	10838	11510	11835	11566	10712	9260	7002	4630	4224	4765	7352	8595
2019	11412	11973	11931	11806	10428	9517	7121	5652	4343	4880	6414	8216
2020	10753	11734	12272	12072	11101	10020	8775	5993	6620	7231	8110	9855
2021	11146	11811	12020	11863	11024	9427	6563	4808	4732	4708	6448	9210
2022	11410	12113	12377	12321	11116	8385	6251	4661	3259	4318	6927	
SÉRIE dez/1972-nov/1977												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												9927
2018	11182	11646	11538	10785	10702	9250	6903	5296	4445	4695	7443	10407
2019	11810	12319	12410	11728	10722	9239	6739	4946	3902	3899	5511	7821
2020	10026	11641	11551	11249	10106	8347	6774	4892	3996	4836	5722	8663
2021	10589	11656	11979	11448	10818	8790	6115	4354	3916	4008	5736	8006
2022	11224	11830	11797	11655	10771	9279	6894	5155	4322	4899	6987	
SÉRIE dez/1933-nov/1938												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												8642
2018	10813	12153	12059	12081	11307	9951	8301	5648	3645	3713	5912	10839
2019	11494	11671	11990	11887	10736	8953	7257	6053	4688	5182	5819	8467
2020	10593	11472	11582	10911	10072	9273	6519	4763	4240	4155	4405	7286
2021	10548	11183	11844	12054	10916	8246	6709	4782	4190	4826	5703	7666
2022	10199	11754	11609	11401	9898	7028	5651	3693	2894	4047	5106	
SÉRIE dez/1951-nov/1956												
Ano/mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2017												8018
2018	10581	11666	11806	11542	10439	9144	6923	4876	3969	4275	5532	7991
2019	9821	11414	11641	11369	10275	8376	6182	4515	3613	4148	5589	8347
2020	10907	11651	11967	11709	10878	9053	6606	4341	3373	3303	4770	6558
2021	9084	10928	11576	11863	10833	8772	6354	4633	3405	3258	4289	7566
2022	10456	11486	11581	11727	10569	8327	6144	4836	4014	4401	6651	

